

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Технология проведения очистки нефтепровода Александровское-Анжеро-Судженск»	
УДК 622.692.4.776-571.17	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Стрыгин Дмитрий Владиславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>"Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Стрыгину Дмитрию Владиславовичу

Тема работы:

«Технология проведения очистки нефтепровода Александровское-Анжеро-Судженск»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

21.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Поиск наиболее эффективных и экономичных методов очистки участка нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск».

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Исследование асфальтосмолопарафиновых отложений и изучение их влияния на пропускную способность.</p> <p>Рассмотрение участков магистрального нефтепровода, осложненных парафиноотложением.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Наталья Валерьевна, доцент д.и.н.
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, доцент к.т.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н. доцент		15.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Стрыгин Дмитрий Владиславович		15.02.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2019г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2019	<i>Характеристики парафиновых отложений</i>	8
28.03.2019	<i>Анализ мероприятий по очистке</i>	12
15.04.2019	<i>Расчет эффективного диаметра нефтепровода</i>	10
29.04.2019	<i>Нахождения и внесение поправок в регламент очистки</i>	30
05.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2019	<i>Заключение</i>	10
25.05.2019	<i>Презентация</i>	10
<i>Итого</i>		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Стрыгину Дмитрию Владиславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело». Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, оклады в соответствии с положением об оплате труда сотрудников НИ ТПУ Материально-технические ресурсы: 537110,4 рублей Информационные ресурсы: фондовая литература Человеческие ресурсы: 2 человека Общая стоимость: 336912 рублей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. 2. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования.

	<p>5. Основная заработная плата исполнительной темы.</p> <p>6. Дополнительная заработная плата исполнительной темы.</p> <p>7. Отчисление во внебюджетные фонды.</p> <p>8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.</p>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	<p>1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.</p> <p>2. Расчет показателей ресурсоэффективности.</p>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений.
2. Матрица SWOT.
3. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ.
4. Альтернативы проведения НИ.
5. График проведения и бюджет НИ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	Д.И.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Стрыгин Дмитрий Владиславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Стрыгину Дмитрию Владиславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело». Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика очистных устройств и область их применения	Очистные устройства предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов от различных отложений. Применяются на магистральных и технологических трубопроводах.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность: 1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению 1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	1. Производственная безопасность. 1.1. Проанализировать вредные производственные факторы при мероприятиях по очистке полости трубопровода: - недостаточная освещенность рабочей зоны; - загазованность рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны. 1.2. Проанализировать опасные производственные факторы при мероприятиях по очистке полости трубопровода: - пожарная и взрывная безопасность; - движущиеся машины и механизмы.
2. Экологическая безопасность: 2.1. Анализ негативных действий на атмосферу и гидросферу в процессе очистки . 2.2. Анализ мер по снижению выбросов в атмосферу.	2. Экологическая безопасность. Проанализировать негативные действия на атмосферу, литосферу и гидросферу в процессе очистки полости трубопровода. Меры по снижению выбросов газов в атмосферу, методы утилизации производственных отходов /
3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1. Анализ опасных ситуаций при проведении мероприятий по очистке МН. .	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1. Проанализировать опасные ситуации при проведении мероприятия по очистке МН: - перечень возможных ЧС при мероприятиях по очистке полости трубопровода; - выбор наиболее типичной ЧС; -разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; -разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 4.1. Анализ правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности.	<i>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i> <i>4.1. Проанализировать правовые и организационные вопросы при очистке МН:</i> -специальные (характерные при мероприятиях по очистке полости трубопровода) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Стрыгин Дмитрий Владиславович		

Обзор литературы

В данной работе, при исследовании методов и технологии очистки нефтепровода Александровское-Анжеро-Судженск, были использованы литературные источники таких авторов, как А.В. Коптева, И.М. Комлев, И.Е. Чаплин, П.И. Тугинова, М.В. Лурье.

Так же были использованы необходимые ГОСТы, РД, инструкции, отраслевые регламенты.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Свдженск				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Стрыгин Д.В.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Никульчиков В.К.						13	126
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 126 с., 7 рис., 40 табл., 39 формул., 37 источника.

Ключевые слова: Магистральный нефтепровод, очистные устройства, виды отложений, виды очистки.

Объектом исследований являются методы и виды очистки нефтепровода Александровское – Анжеро – Судженск.

Цель работ – выявление эффективных методов очистки и повышения пропускной способности нефтепровода.

Задачи :

- ✓ Провести обзор нормативной документации по заданной теме.
- ✓ Рассмотреть факторы, вызывающие образование отложений.
- ✓ Проанализировать существующие виды и методы очистки магистральных нефтепроводов.
- ✓ Провести технологический расчёт объекта исследования

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были проведены следующие расчеты: 1)Расчёт эффективного диаметра трубопровода. 2) Расчёт удельных энергозатрат. 3) Расчет отклонения удельных энергозатрат.

Основные конструктивные, технологические и технико - эксплуатационные характеристики: Описана технология проведения преддиагностической очистки и внутритрубного диагностического обследования участков нефтепроводов, осложненных парафиноотложением.

Практическая значимость: Работа может быть использована для улучшения графика, а так же регламента очистки нефтепровода.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Судженск			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Стрыгин Д.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					14	126
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Abstract

Final qualifying work contains 126 p., 17 fig., 40 tab., 39 formulas., 37 sources.

Key words: Main oil pipeline, cleaning devices, deposits, types of cleaning.

The object of research is the methods and types of cleaning the pipeline Aleksandrovskoe – Anjero - Sudjensk.

The purpose of the work – identifying efficient cleaning methods and improving throughput of the pipeline.

Tasks:

- ✓ Review regulatory documentation on a given topic.
- ✓ Consider the factors causing the formation of deposits
- ✓ To analyze the existing types and methods of cleaning of oil pipelines
- ✓ To carry out the technological calculation of the object of study

In the course of the final qualifying work, the following calculations were made: 1) Calculation of the effective diameter of the pipeline. 2) Calculation of specific energy consumption. 3) Calculation of the deviation of the specific energy consumption.

The main design, technological and technical - the technology of prediagnostic cleaning and in-line diagnostic examination of sections of oil pipelines complicated by paraffin deposition is described.

Practical significance: The work can be used to improve the schedule, as well as the rules for cleaning the pipeline

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Свдженск							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Abstract			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.	Стрыгин Д.В.									15	126	
Руковод.	Никульчиков В.К.							ТПУ гр. 2Б5А				
Консульт.												
Рук-ль ООП	Брусник О.В.											

ОГЛАВЛЕНИЕ

Обзор литературы	13
Abstract.....	15
Введение	18
Актуальность:	21
Глава 1. Общая часть	22
1. Факторы, вызывающие образование отложений	22
1.1 Физико-химическая характеристика асфальтосмолопарафиновых отложений	23
Глава 2. Очистные устройства.....	25
2.1 Очистные устройства	25
2.2 Запуск очистного устройства.....	32
Глава 3. Проведение работ по очистке МН.	34
3.1 Организации и проведение работ по очистке внутренней полости магистрального нефтепровода.....	34
3.2 Общие положения	34
3.3 Определение параметров работы нефтепровода, свойств перекачиваемой нефти	35
3.4 Порядок расчета периодичности очистки участков нефтепроводов	38
3.5 Формирование плана очистки МН	40
3.6 Периодическая очистка	43
3.7. Подготовка нефтепровода к проведению очистки.	48
3.8. Контроль прохождения СОД по трубопроводу	51
3.9. Порядок действий в случае застревания СОД	54
3.10. Порядок пропуска ОУ при отключении промежуточных НПС	54
3.11. Порядок пропуска ОУ без остановки промежуточных НПС	55
3.12. Порядок приема ОУ.....	55
3.13. Требования к эксплуатации очистных устройств и комплектующих	56
3.14. Порядок учёта ОУ.....	57
3.15. Контрольные параметры работы нефтепровода и внеочередная очистка МН.....	58

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Свдженск		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Стрыгин Д.В.			Оглавление	Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К.					16
Консульт.							126
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б5А	

3.16. Преддиагностическая очистка	61
3.17. Эффективный диаметр	64
Глава 4. Расчетная часть	66
4.1. Расчетная часть. Расчет эффективного диаметра и удельных энергозатрат.....	66
4.2. Анализ периодичности очистки.....	71
Глава 5. Технологическая часть.	74
Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	77
6.1. Потенциальные потребители результатов исследования	78
6.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	79
6.3 SWOT – анализ	81
6.4 Планирование научно-исследовательских работ.....	86
6.5 Определение ресурсоэффективности проекта	104
Глава 7. Социальная ответственность.....	108
7.1. Производственная безопасность.....	108
7.2. Экологическая безопасность.....	115
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	117
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	119
Заключение	123
Список литературы	124

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Свдженск			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Стрыгин Д.В.			Оглавление		Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К.						17
Консульт.								Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						126
					ТПУ гр. 2Б5А			

Введение

При эксплуатации магистрального нефтепровода, на внутренних стенках трубы будут накапливаться различного вида отложения, которые оказывают негативное влияние на функционирование нефтепровода, а также возникают проблемы при диагностике внутритрубными инспекционными снарядами.

Проведение и организация работ по внутритрубной очистке магистральных нефтепроводов необходимо и направлено на достижение следующих основных целей:

- очистка нефтепровода от асфальтосмолопарафиновых отложений и выявление дефектов на внутренней стенки трубы;
- повышение пропускной способности, увеличение эффективного диаметра, экономической эффективности и энергоэффективности;
- создание условий для успешного проведения диагностики нефтепровода.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Судженск							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.	Стрыгин Д.В.									18	126	
Руковод.	Никульчиков В.К.							ТПУ гр. 2Б5А				
Консульт.												
Рук-ль ООП	Брусник О.В.											

Обозначения и сокращения

АСКУЭ - автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

БКК - блок контроля качества нефти;

ДС - диспетчерская служба;

КРД - камера регуляторов давления;

КПП СОД - камера пуска и приема средств очистки и диагностики;

МН - магистральный нефтепровод;

НПС - нефтеперекачивающая станция;

Организация системы «Транснефть» - юридическое лицо, предприятие, эксплуатирующее

МН или его участок;

ОГЭ - отдел главного энергетика;

ОУ - очистное устройство;

ОЭН - отдел эксплуатации нефтепроводов;

ПСП - пункт приема-сдачи нефти;

РНУ - районное нефтепроводное управление;

СДКУ - система диспетчерского контроля и управления нефтепровода;

СИКН - система измерения количества и качества нефти;

ТТО - товарно-транспортный отдел;

УКО - устройство контроля качества очистки;

СР – средний ремонт;

КР – капитальный ремонт;

ЦБПО – центральная база производственного обеспечения;

ПДС – передатчик для скребка.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Свдженск							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обозначения и сокращения			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Стрыгин Д.В.								19	126	
Руковод.		Никульчиков В.К.						ТПУ гр. 2Б5А				
Консульт.												
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

Цель:

Изучение порядка очистки нефтепровода от асфальтосмолопарафиновых отложений при помощи очистных устройств.

Задачи:

1. Проанализировать научную литературу и нормативно-техническую документацию по выбранной теме.
2. Рассмотреть факторы, вызывающие образование отложений.
3. Рассмотреть основные технические средства для очистки магистральных нефтепроводов.
4. Изучить технологию проведения работ по очистке внутренних стенок нефтепровода от асфальтосмолопарафиновых отложений. Предложить условия, которые способствуют улучшению данной технологии.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Судженск						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Стрыгин Д.В.			Цель и задачи			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Никульчиков В.К.								20	126
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

Актуальность:

Значительный объём добычи, переработки, транспортировки и потребления нефти и нефтепродуктов на протяжении нескольких десятков лет обуславливает актуальность проблемы поддержания эксплуатационных и технологических характеристик нефтепровода.

Обеспечить указанные характеристики нефтепровода и поддерживать их на протяжении длительного времени можно путем разработки решений по очистке и диагностике нефтепровода.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Свдженск				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Стрыгин Д.В.				Актуальность	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Никульчиков В.К.						21	126	
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.								

Глава 1. Общая часть

1. Факторы, вызывающие образование отложений

- От времени эксплуатации трубопровода, от физико – химических особенностей нефти отличается и внутритрубный состав отложений. Состав отложений на внутренних стенках труб обычно включает: парафино – смолистые вещества, масла, механические примеси (песчаные, глиняные частица, известковые включения, коррозионный продукты). Естественные поверхностно – активные вещества также содержатся в отложениях, но в значительно меньших количествах.

- Уменьшение живого сечения трубопровода приводит к увеличению его гидравлического сопротивления, а это, в свою очередь – к уменьшению производительности трубопровода, увеличению напоров станций и энергозатрат на перекачку.

- Главной причиной образования отложений парафина является то, что находящиеся в составе нефти и нефтепродуктов углеводороды с числом атомов углерода большим, чем 15, при обычных температурах являются твердыми веществами. Их выделение из жидкой фазы происходит в соответствии с дифференциальной кривой кристаллизации.

Воздействие на трубу агрессивных отложений, вызывающих образование внутренней коррозии трубопроводов, обусловлено действием сероводородного фактора, присутствием воды, растворов соли и механических примесей, способных образовывать гальванические пары, что связано с особенностями подготовки нефти к транспортированию, проведением ремонтов с использованием глиняных и грунтовых пробок.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Судженск							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общая часть			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Стрыгин Д.В.									22	126
Руковод.		Никольчиков В.К.						ТПУ гр. 2Б5А				
Консульт.												
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

В результате многочисленных экспериментальных исследований установлен ряд закономерностей парафинизации трубопроводов в лабораторных и промышленных условиях:

- 1) С повышением содержания тугоплавких углеводородов в нефти интенсивность парафинизации возрастает;
- 2) Чем ниже температура нефти по отношению к температуре начала кристаллизации, тем интенсивность отложения парафинов выше;
- 3) С увеличением разности температур потока и стенки или с понижением температуры потока при неизменной температуре стенки скорость роста отложений повышается
- 4) При высоких температурах откладываются наиболее тугоплавкие углеводороды, и наоборот при низких температурах в отложениях содержатся наименее тугоплавкие парафины;
- 5) Наибольшее снижение производительности трубопровода вследствие парафинизации происходит летом

Из перечисленных закономерностей видно, что при перекачке стабилизированных нефтей и нефтепродуктов основное влияние на динамику парафинизации трубопроводов оказывается температурный режим и скорость перекачки, а также состав парафинов.[3]

1.1 Физико-химическая характеристика асфальтосмолопарафиновых отложений

По своей природе нефть представляет собой сложный взаимно сопряжённый раствор углеводородов и гетероатомных органических соединений (серных, азотистых, кислородных и некоторых других). Нефть – не просто растворённое вещество в растворителе, а взаимный раствор ближайших гомологов и иных соединений друг в друге. Сопряжённым этот

					Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

раствор можно назвать и потому, что, растворяясь друг в друге, близкие по строению структуры составляют систему, представляющую нефть в целом.

Групповой состав нефти определяют в основном три класса углеводородов:

- метановые, или парафиновые (алканы);
- полиметиленовые, или нафтеновые (циклоалканы);
- ароматические

Метановые углеводороды обычно бывают представлены в нефти во всех трёх агрегатных состояниях: газообразном (C1–C4), в жидком (C5–C15) и твёрдом (C16 и выше). Газообразные алканы образуют основную массу природного и попутного газа, почти всегда сопровождающего нефть, и находятся в ней в растворённом состоянии. Жидкие алканы присутствуют в составе жидкой фракции нефти. Твёрдые алканы входят в состав асфальтосмолопарафиновых (АСПО) отложений, химический состав которых в зависимости от возраста и происхождения нефти изменяется в довольно широких пределах.

Предельные углеводороды в химическом отношении подобны первому гомологу ряда – метану. Они весьма инертны, вступают лишь в реакцию замещения водорода, протекающие крайне медленно, и не обесцвечивают растворы брома и перманганата калия. Все предельные углеводороды горят и могут быть использованы в качестве топлива.

В состав нефтепромысловых АСПО входят твёрдые парафины, смолы, асфальтены, пиридины, а также минеральные вещества в виде растворов солей или коллоидно-диспергированных соединений.

					Общая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Парафины являются химически устойчивыми соединениями, растворяются в лёгком бензине и индивидуально насыщенных углеводородах, пентане, гексане, гептане.[10]

Смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой смесь высокомолекулярных соединений, состоящих из конденсированных циклических структур, содержащих нафтеновые, ароматические и гетероциклические кольца с боковыми алифатическими цепями. В своём составе содержат 78...88% углерода, 8...10% водорода и 4...14% гетероатомов.

– смолы – жидкие или твёрдые вещества, обладающие высокой пластичностью и вязкостью, окрашены обычно в бурый или чёрный цвет. молекулярная масса их колеблется от 400 до 1800, удельный вес близок к 1000 кг/м³. растворяются в ароматических углеводородах, алканах, хлоропроизводных. Смолы нестабильны, выделенные из нефти или её тяжёлых остатков могут превращаться в асфальтены, т.е. перестают растворяться в н-алканах C₅–C₈;

– асфальтены – наиболее высокомолекулярные гетероорганические вещества, представляющие собой твёрдые продукты от чёрно-бурого до чёрного цвета плотностью чуть больше 1000 кг/м³. Молекулярная масса колеблется от 1500 до 10000.[1]

Глава 2. Очистные устройства.

2.1 Очистные устройства

Очистные устройства типа СКР1 (рис.1) разработаны и изготавливаются ОАО ЦТД «Диаскан» и предназначены для очистки внутритрубной поверхности нефтепровода от парафинсодержащих и агрессивных отложений и воды путём пропуска их по нефтепроводу.

					Общая часть	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

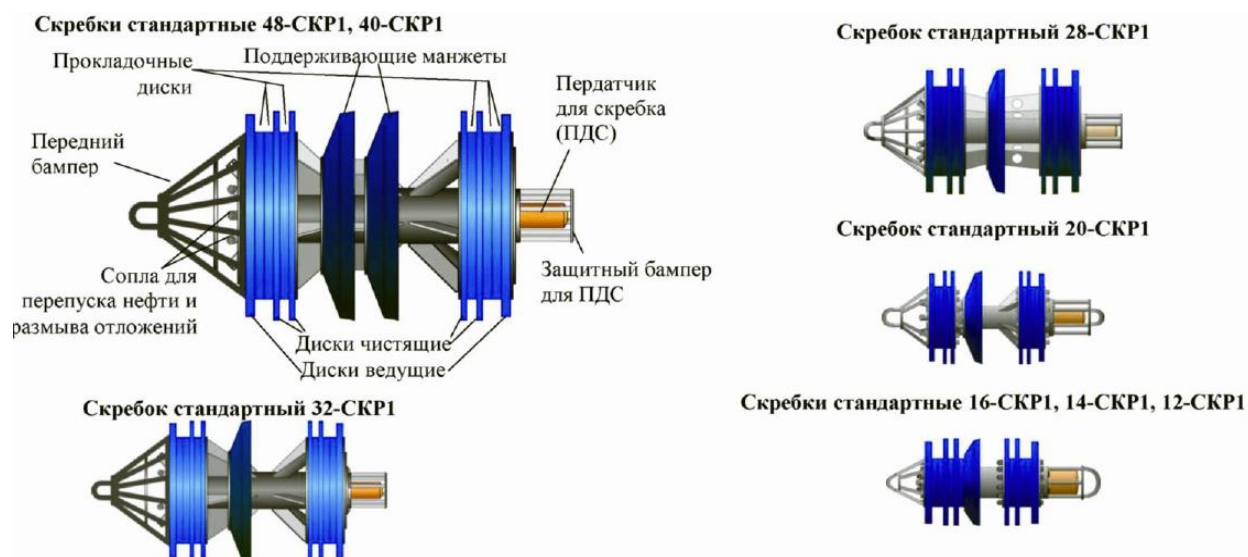


Рис. 1 – Очистное устройство типа СКР-1.

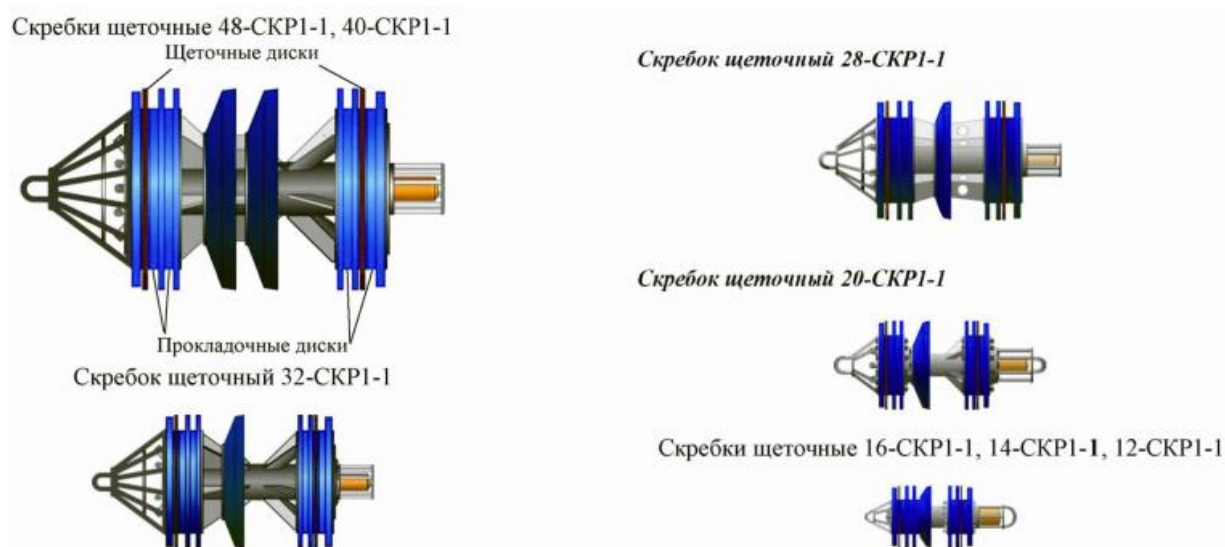


Рис. 2 – Очистное устройство типа СКР-1-01

Очистные устройства типа СКР-1 имеют четыре чистящих диска (рис.1), очистные устройства типа СКР1–01 (рис. 2) имеют четыре чистящих диска и два диска щёточных. В очистном устройстве имеется посадочное место для закрепления передатчика (трансммиттера), который используется для определения местоположения устройства на нефтепроводе.

Таблица 1 – СКР1

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %D _н	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоросте й пропуска, м/с
48- СКР1	1220	2384	1185	85	1,5D _н	0.2...5
40- СКР1	1020	2030	787			
32- СКР1	820	1725	395			
28- СКР1	720	1505	323			
20- СКР1	530	1267	135			

Специальные очистные устройства имеют определённые отличия от очистных устройств типа СКР-1 и конструируются с учётом особенностей конкретного нефтепровода. К ним относятся: длина участка, особенности внутренней поверхности трубопровода, физико-химические свойства перекачиваемого продукта, результаты пропуска очистных устройств по данному участку и другие.

В качестве примера (рис. 3), магнитное очистное устройство.

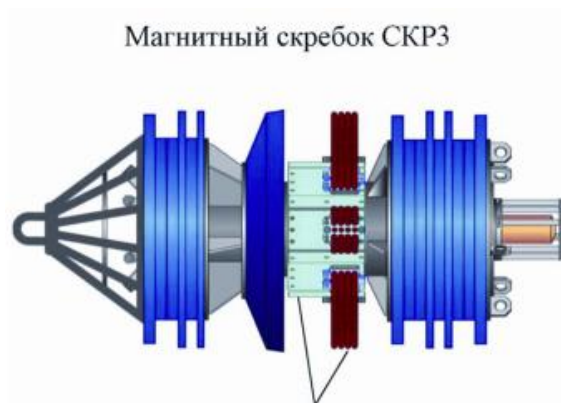


Рис. 3 – Магнитное очистное устройство типа СКР-3

Таблица 2 – СКРЗ

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %D _н	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропуска, м/с
СКРЗ 48-01	1220	2579	1640	85	3D _н	0.2...5
СКРЗ 40-01	1020	2270	1170			
СКРЗ 32-01	820	1891	629			
СКРЗ 28-01	720	1794	503			
СКРЗ 20-01	530	1284	175			

Магнитное очистное устройство (рис. 3) оборудовано двухполюсными магнитами и щетками. Щётки сконструированы таким образом, чтобы разрыхлять жёсткие отложения грунта и парфино-смолистых отложений на

внутренней стенке нефтепровода. Разрыхлённые отложения удаляются из нефтепровода задним блоком чистящих дисков очистного устройства.

Магниты, создавая через щётки и стенку трубы контур сильного магнитного поля, позволяют удалять из нефтепровода электроды и другие металлические предметы.

Двухсекционное очистное устройство (рис. 4) в своей конструкции имеет различные виды щёток и чистящих дисков и позволяет успешно бороться с жёсткими отложениями на внутренних стенках нефтепровода. Одним из достоинств данного специального очистного устройства является то, что щётки передней секции подпружинены и тем самым позволяют в определённой мере производить качественную очистку вне зависимости от длины участка и геометрии внутренней поверхности полости нефтепровода.

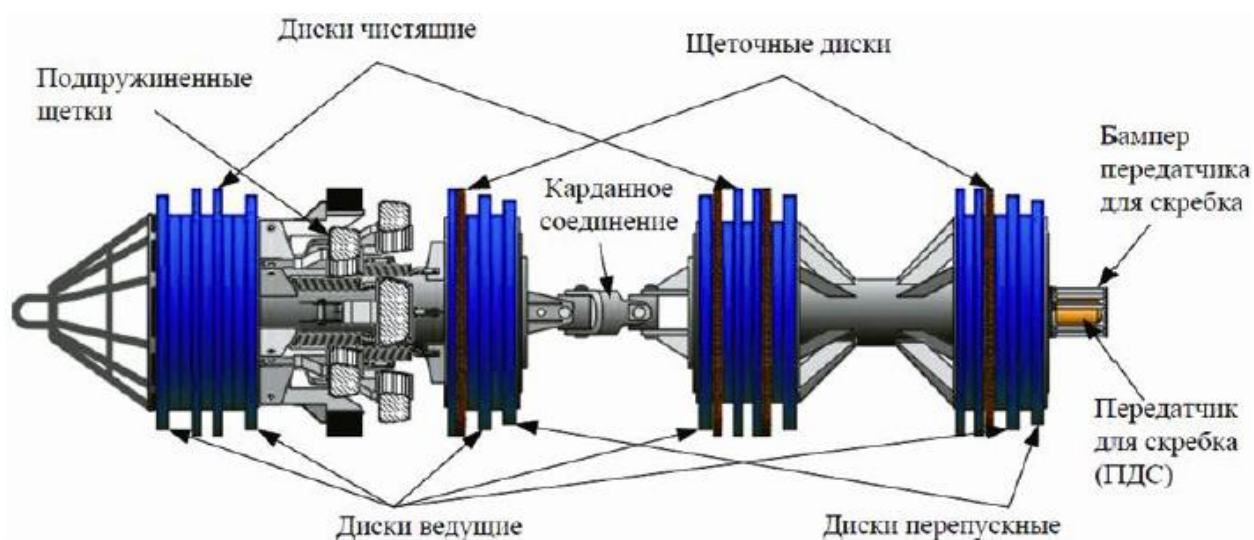


Рис. 4 – Двухсекционное очистное устройство типа СКР-2

Таблица3 – СКР2

Тип	Диаметр трубопровода	Длина,мм	Вес,кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %D _н	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропуска, м/с
СКР2 48-01	1220	5110	2470	85	3D _н	0.5...5
СКР2 40-01	1020	4571	1736			
СКР2 32-00	820	3675	1000			
СКР2 28-00	720	3369	500			
СКР2 20-00	530	2424	300			

Система байпасных отверстий позволяет данному очистному устройству (рис. 4), обладающему повышенной способностью сбора жёстких отложений, производить промывку щеток и уносить различные жёсткие примеси вперёд очистного устройства вместе с потоком перекачиваемого продукта.

Очистные скребки СКР-1, СКР-1-1, СКР-2, магнитные скребки СКР-3 со временем устарели, и уже не могли обеспечивать необходимую очистку полости трубопровода. Поэтому перед конструкторами встала задача, создания нового или усовершенствования старой модели для достижения необходимых результатов очистки. Ввиду этого в ЦТД освоено производство чистящих элементов скребков СКР-4 с повышенной износостойкостью и

					Общая часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возможностью очистки трубопроводов от твердых отложений и ферромагнитных предметов.

В результате произведенной модернизации ресурс чистящих элементов СКР-4 увеличен в 4 раза по сравнению со стандартными скребками предыдущего поколения. Ввод в эксплуатацию скребков СКР-4 обеспечивает повышение очистки нефтепроводов и сокращает затраты на ее проведение. Очистное устройство типа СКР-4 представлено на рис. 5.



Рис. 5 – Очистное устройство типа СКР-4

Скребок СКР-4 предназначен для очистки внутренних поверхностей трубопроводов от асфальтенопарафинистых отложений, мусора, металлических предметов и продуктов коррозии. Скребок помещается в очищаемый трубопровод и движется вместе с потоком перекачиваемого продукта, производя очистку внутренней поверхности трубопровода.

Таблица 4 – СКР4

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D _н), мм (")	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %D _н (мм)	Минимальный радиус поворота трубопровода на 90°	Максимальное давление среды эксплуатации, МПа	Допустимая скорость движения сребка, м/с
48-СКР4	1220 (48")	2227	1173	85%D _н (1037)	1,5D _н	14	0.2 - 5
42-СКР4	1067 (42")	2053	839	85%D _н (907)	1,5D _н		
40-СКР4	1020 (40")	2038	818	85%D _н (867)	1,5D _н		
32-СКР4	820 (32")	1826	687	85%D _н (697)	1,5D _н		
28-СКР4	720 (28")	1710	482	85%D _н (612)	1,5D _н		
20-СКР4	530 (20")	1307 1417	219 255	85%D _н (451)	1,5D _н 3D _н	8	
16-СКР4	426 (16)	1054	115	85%D _н (362)	1,5D _н		

[2]

2.2 Запуск очистного устройства

Для запуска очистного устройства необходимо:

– освободить камеру пуска от нефти;

					Общая часть	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- открыть концевой затвор;
- запасовать очистное устройство в камеру и продвинуть его до вхождения первого диска в трубу номинального диаметра;
- закрыть концевой затвор;
- медленно заполнить камеру пуска нефтью, выпуская воздух через спускной кран, и выравнить давление;
- закрыть задвижку через которую велось заполнение.

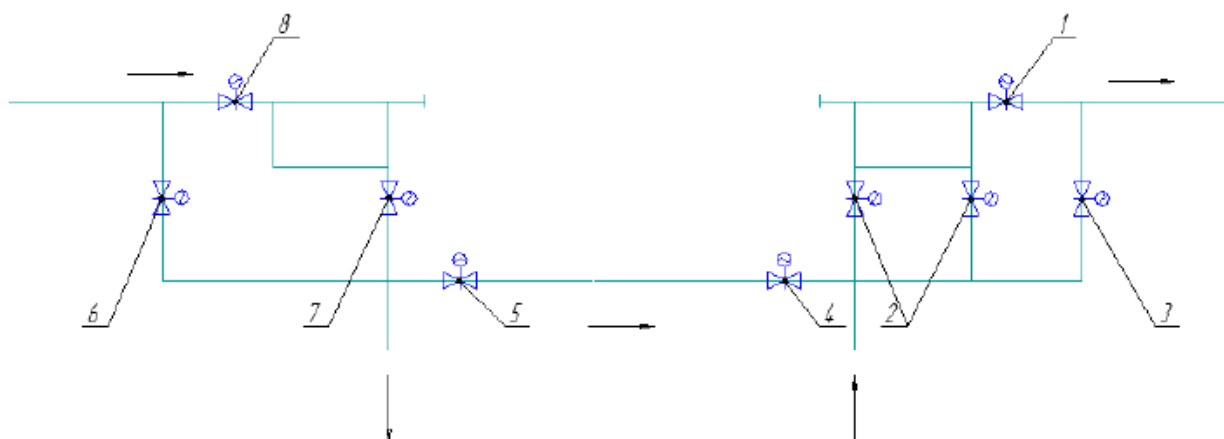


Рис. 6 – Технологическая схема камеры приема и пуска очистных устройств

После получения указания произвести запуск очистного устройства:

- открыть задвижку 1 (рис. 6), затем 2 и закрыть задвижку 3;
- после срабатывания сигнализатора убедиться, что очистное устройство прошло через задвижку 1 (контролировать с помощью лоатора уход очистного устройства за выпускную задвижку на расстояние не менее 5 м.), открыть задвижку 3 и закрыть задвижки 1 и 2.[4]

Глава 3. Проведение работ по очистке МН.

3.1 Организации и проведение работ по очистке внутренней полости магистрального нефтепровода.

Данная инструкция является руководящий документом, устанавливающим порядок организации и проведения работ по очистке внутренней полости нефтепровода на участке км. 686 – км. 818 от асфальтосмолопарафиновых веществ.

3.2 Общие положения

Установлены следующие виды очистки МН:

1. – **периодическая (плановая)** – выполняется при текущей эксплуатации, с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности нефтепровода и энергозатрат на перекачку нефти, удаления скопленной воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;
2. – **внеочередная (внеплановая)** – выполняется при увеличении энергозатрат (по сравнению с плановыми), уменьшении пропускной способности, уменьшении эффективного диаметра нефтепровода;
3. – **преддиагностическая** – выполняется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода для проведения внутритрубой диагностики.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

3.3 Определение параметров работы нефтепровода, свойств перекачиваемой нефти

Формирует перечень участков нефтепроводов от КПП СОД до КПП СОД с указанием пунктов отбора проб нефти, мест отбора проб нефти

Выбор пунктов отбора проб нефти осуществляется по следующим критериям:

- пункт отбора проб нефти выбирается после каждой путевой подкачки;
 - при наличии путевой подкачки нефти с присадками (ингибиторами) на технологическом участке, пункт отбора проб выбирается до путевой подкачки нефти;
 - при отсутствии путевых подкачек на технологическом участке, пункт отбора проб нефти выбирается на одной из НПС этого технологического участка.
- Главный инженер ОАО (ООО) МН утверждает сформированный перечень участков нефтепроводов с указанием пунктов отбора проб нефти, мест отбора проб нефти.

По утвержденному перечню участков нефтепроводов ОАО (ООО) МН обеспечивает:

- отбор проб нефти;
- исследования по определению кинематической вязкости нефти;
- исследования свойств перекачиваемой нефти (содержание асфальтенов, смол, парафинов);
- определение скорости перекачки, температуры потока нефти в начале участка нефтепровода, в конце участка нефтепровода.

- Пробы нефти отбираются в соответствии с требованиями ГОСТ 2517.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

- Кинематическая вязкость нефти определяется при температуре 20°C и T2 ($30^{\circ}\text{C} \leq T2 \leq 50^{\circ}\text{C}$) по ГОСТ 33-2000.
- Исследования по определению содержания парафинов в нефти проводится по ГОСТ 11851.
- Исследования по определению содержания асфальтенов, смол в нефти должно проводиться в лабораториях аккредитованных организаций по М-01-12-81 «Методика выполнения измерений массовой концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти и нефтепродуктах».
- Исследования по определению вязкости нефти выполняются один раз в десять дней.
- Исследования по определению содержания парафинов в нефти по участкам нефтепроводов осложненных парафиноотложением выполняются один раз в квартал.
- Исследования по определению содержания парафинов по участкам нефтепроводов с содержанием парафина до 6% в нефти выполняются один раз в полугодие.
- Исследования по определению содержания асфальтенов, смол в нефти по участкам нефтепроводов осложненных парафиноотложением выполняются один раз в полугодие.
- Исследования по определению содержания асфальтенов, смол по участкам нефтепроводов с содержанием парафина до 6% в нефти выполняются один раз в год.

Скорость потока нефти определяется по объемам перекачиваемой нефти по показаниям СИКН на технологических участках. При наличии путевых подкачек скорость потока нефти определяется с учетом путевых подкачек.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Температура потока нефти в начале и в конце участка нефтепровода определяется с периодичностью один раз в десять дней при определении вязкости нефти.

На лупингах температура потока нефти соответствует температуре потока нефти основного нефтепровода.

На лупингах характеристики перекачиваемой нефти: вязкость, содержание асфальтенов, смол, парафинов соответствуют аналогичным характеристикам нефти основного нефтепровода. Скорость потока нефти определяется расчетным способом..

ОЭН ОАО (ООО) МН ежемесячно в срок до 10 числа текущего месяца вводит результаты параметров работы участков нефтепроводов, свойств перекачиваемой нефти предыдущего месяца в журнал.

В случае изменения технологической схемы перекачки или мест путевых подкачек нефти, ОЭН ОАО (ООО) МН определяет пункты отбора проб нефти, места отбора проб нефти.

В течение пяти суток с момента изменения технологической схемы перекачки или мест путевых подкачек нефти, вносятся изменения в перечень участков нефтепроводов и пунктов отбора проб нефти и утверждается главным инженером ОАО (ООО) МН.

По параметрам работы участков нефтепроводов и свойств перекачиваемой нефти (содержание парафина - более 6% или кинематическая вязкость нефти при температуре 20°C - более 20 сСт или скорость потока нефти - менее 0,7 м/с).

Для участков нефтепроводов, включенных дополнительно в перечень участков нефтепроводов осложненных парафиноотложением, ОАО (ООО) МН обеспечивает подбор типа и дозировки ингибиторов парафиноотложения.

Внутритрубное диагностическое обследование участков нефтепроводов осложненных парафиноотложением должно проводиться в период с 1 июня

					Общая часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

по 31 августа при температуре окружающей среды не ниже +15°C и установившейся положительной температуре грунта.

3.4 Порядок расчета периодичности очистки участков нефтепроводов

ОЭН ОАО (ООО) МН выполняет расчет:

- среднемесячной температуры потока нефти;
- кинематической вязкости при среднемесячной температуры потока нефти;
- периодичности очистки участка нефтепровода, соответствующей условию уменьшению внутреннего диаметра нефтепровода на 1 %.

Определение среднемесячной температуры потока нефти.

Среднемесячная температура потока нефти на участке нефтепровода (°C) рассчитывается по проведенным замерам температуры в начале и конце участка нефтепровода по формуле:

$$T_{cp} = \frac{(T_{1н} + T_{1к})/2 + (T_{2н} + T_{2к})/2 + (T_{3н} + T_{3к})/2}{3} \quad (1)$$

где: T_{1,2,3н} и T_{1,2,3к} - температура потока нефти в начале и конце участка нефтепровода при проведенных замерах 1,2,3, °C.

Определение кинематической вязкости при среднемесячной температуры потока нефти.

Среднемесячные кинематические вязкости нефти (сСт) при температуре 20°C и T₂ (30°C ≤ T₂ ≤ 50°C) рассчитываются по формулам:

$$V_{cp-20°C} = \frac{V_{1-20°C} + V_{2-20°C} + V_{3-20°C}}{3}, \quad (2)$$

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$V_{cp-T_2} = \frac{V_{1-T_2} + V_{2-T_2} + V_{3-T_2}}{3}, \quad (3)$$

где: $V_{1,2,3-20^{\circ}C}$ – кинематическая вязкость нефти при $20^{\circ}C$ при проведенных исследованиях 1,2,3, сСт;

$V_{1,2,3-T_2}$ – кинематическая вязкость нефти при T_2 при проведенных исследованиях 1,2,3, сСт.

Кинематическая вязкость при T_{cp} (сСт) при известных кинематических вязкостях $V_{cp-20^{\circ}C}$ и V_{cp-T_2} рассчитывается по формуле Рейнольдса-Филонова или Вальтера.

Определение периодичности очистки участка нефтепровода.

По параметрам работы участков нефтепроводов, свойств перекачиваемой нефти и планируемым объемам перекачки нефти (скорость потока нефти) на следующий год, ОЭН ОАО (ООО) МН выполняет расчет периодичности очистки участков нефтепроводов на каждый месяц следующего года.

Периодичность очистки участка МНПП τ , сут, рассчитывают по формуле:

$$\tau = \tau_d \cdot d + \tau_v \cdot V + \tau_{\Pi}, \quad (4)$$

где d – внутренний диаметр участка, м;

V – планируемая скорость перекачки нефтепродукта в течение месяца, м/с;

τ_d – поправочный коэффициент, учитывающий диаметр участка МНПП, сут/м, принимается равным 180 сут/м;

τ_v – поправочный коэффициент, учитывающий скорость перекачки сут·с/м, принимается равным 20 сут·с/м;

τ_{Π} – поправочный коэффициент, сут, принимается равным 60 сут.

					Общая часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При изменении скорости потока нефти по технологическим режимам в течение месяца, для определения периодичности очистки участка нефтепровода выбирается минимальное значение скорости потока нефти.

При получении расчетным путем различных значений периодичности очистки на каждый месяц в течение квартала по формуле (4), периодичность очистки участка нефтепровода в планируемом квартале устанавливается по минимальному значению, но не реже одного раза в 6 месяцев.

3.5 Формирование плана очистки МН

При формировании плана должны быть соблюдены требования планирования очистки технологического коридора магистральных нефтепроводов последовательно от начального к конечному участку нефтепровода.

При наличии на участках нефтепроводов резервных ниток подводных переходов, лупингов и обводных линий в первую очередь планируется их очистка, затем очистка самого участка нефтепровода. При этом должна соблюдаться следующая последовательность очистки: резервные нитки подводных переходов, лупинги, обводные линии, основная нитка.

На основании данных по периодичности очистки участков нефтепроводов ОЭН ОАО (ООО) МН разрабатывает проект годового плана очистки МН и проект годового посуточного план-графика очистки МН на следующий год.

Работы по очистке нефтепроводов, требующие остановки и снижение режима нефтепровода, ОАО (ООО) МН включает в «План остановок и работы нефтепроводов со снижением режимов».[5]

В плане проведения очистки участков нефтепроводов, осложненных парафиноотложением, должно быть учтено условие, что при остановки

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

перекачки более чем на 5 суток, после запуска нефтепровода в течение двух дней производится пропуск СКР-4.

ОАО (ООО) МН в сроки, указанные в Таблице 5, представляют в отдел МН и НБ ОАО «АК «Транснефть» проекты планов очистки нефтепроводов вместе с соответствующими планами остановок и работы нефтепроводов со снижением режимов.

Таблица 5 – План очистки

Наименование плана очистки	Сроки представления
проект годового плана очистки МН проект годового посуточного план-графика очистки МН	25 июня
план очистки МН на квартал: I квартал II квартал III квартал IV квартал	26 октября 26 января 26 апреля 26 июля
план очистки МН на месяц	8 числа месяца, предшествующего планируемому

Таблица 6 – Проекты планов очистки

Наименование согласующего подразделения Компании	Даты представления согласованных отделами Компании проектов планов очистки МН		
	на год	на квартал	на месяц
Департамент технического развития и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта, департамент транспорта, учета и качества нефти, Диспетчерское управление	25 июля	28 февраля 28 мая 28 августа 28 ноября	23 числа месяца, предшествующего планируемому

Отдел магистральных нефтепроводов и нефтебаз ОАО «АК «Транснефть» на основании согласованных в подразделениях Компании проектов планов очистки МН на год формирует сводный годовой план очистки МН ОАО «АК «Транснефть» и обеспечивает его утверждение в срок не позднее 1 сентября года, предшествующего планируемому.

Квартальный и месячный планы очистки разрабатываются МН на основе годового плана очистки МН ОАО «АК «Транснефть» с учётом «Плана остановок и работы нефтепроводов со снижением режима», планов диагностического обследования МН и Журнала контроля параметров режимов МН.

При разработке месячного плана очистки с целью восстановления качества нефти (содержание солей, механических примесей, воды и пр.), ухудшающегося в процессе очистки, разрабатывает мероприятия по исправлению качества нефти в границах МН.

В план мероприятий по восстановлению качества нефти должны быть включены организационно-технические работы, обеспечивающие доведение качества нефти до требований ГОСТ Р 51858.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

План мероприятий должен предусматривать:

- организацию дополнительного контроля качества нефти с указанием: точек отбора проб для осуществления контроля, периодичности отбора, перечень контролируемых показателей качества и методов их измерения, предельно- допустимые значения показателей качества нефти;
- подготовку резервуарной емкости на НПС для приема партии нефти с ухудшенными показателями качества (указывается наименование НПС с резервуарным парком, объем резервуарной емкости выделенной для приема нефти);
- расчет и контроль движения партии некондиционной нефти с указанием расчетного объема партии, время ее подхода к конкретному пункту;
- организацию приема некондиционной нефти в резервуарный парк НПС;
- организацию мероприятий по доведению качества нефти до требований ГОСТ Р 51858 (смешение, компаундирование, отстаивание и др.);
- назначение ответственных лиц за проведение мероприятий

3.6 Периодическая очистка

Периодическая очистка участка МН км. 686 – км. 818 осуществляется пропуском очистных устройств, типа СКР-4 (ПРВ-1-01). Интервал между СОД должен составлять не менее 4 часов и не более 24 часов. При этом:

- первое очистное устройство пропускается с открытыми байпасными отверстиями для осуществления размыва асфальтосмолопарафинновых отложений и предупреждения образования парафиновой пробки;

					Общая часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- второе очистное устройство пропускается с закрытыми байпасными отверстиями;

3.6.1 Требования к инструкции по организации и проведению работ по очистке внутренней полости нефтепровода.

Инструкция по организации и проведению работ по очистке внутренней полости нефтепровода составляется на участок МН от камеры пуска ОУ до камеры приема ОУ.

Инструкцию разрабатывает отдел эксплуатации РНУ, эксплуатирующего участок нефтепровода.

Инструкция должна содержать следующие разделы.

1. Перечень ответственных лиц:

- за проведение работ по очистке участка МН в пределах зон ответственности;
- за пуск ОУ, пропуск ОУ по участку МН, через НПС, прием ОУ;
- за технологические переключения на НПС и пропуск ОУ через НПС;
- по контролю за технологическими переключениями на камере пуска, пропуска, приема СОД;
- за обеспечение режима работы нефтепровода для поддержания заданной скорости движения ОУ и контроль за временем прохождения ОУ контрольных точек.

2. Подготовительные работы по пуску, пропуску и приему СОД;

3. Технологические переключения:

- режимы работы нефтепровода при пропуске ОУ;
- технологические переключения при пуске ОУ;
- технологические переключения при пропуске ОУ мимо НПС;
- технологические переключения при приеме ОУ.

					Общая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Обязанности персонала, обеспечивающего очистку;

5. Ответственность персонала, обеспечивающего очистку.

«Инструкция по организации и проведению работ по очистке внутренней полости нефтепровода» должна устанавливать последовательность открытия и закрытия задвижек при производстве всех технологических операций по пропуску ОУ.

«Инструкция» должна предусматривать меры по предотвращению гидравлического удара или повышению давления в трубопроводе выше допустимого при выполнении технологических переключений на камерах приема, пуска, пропуска средств очистки и диагностики (КППСОД).

Открытие задвижки для заполнения КППСОД нефтью из магистрального нефтепровода производить поэтапно: сначала в ручном режиме, затем при помощи электрического привода.

Открытие заполняющей задвижки в ручном режиме производится в зависимости от диаметра нефтепровода на величину, указанную в Таблице 7:

Таблица 7 – Величина открытия заполняющей задвижки

Условный диаметр нефтепровода, мм	15 0	20 0	25 0	30 0	35 0	40 0	50 0	70 0	80 0	100 0	120 0
Диаметр патрубка подвода/отвода нефти, мм	10 0	150		20 0	250		30 0	500		700	800
Величина открытия заполняющей задвижки в ручном режиме, мм	10	10		15	20		25	40		55	65

*Полное открытие заполняющей задвижки при помощи электрического привода допускается производить только после

заполнения КППСОД нефтью и выравнивания давления до и после отсекающей задвижки.

3.6.2. Требования к организации работ по очистке внутренней полости нефтепровода

Операции по подготовке камеры к пуску и приему ОУ, операции по запасовке и извлечению ОУ из камеры выполняет персонал ЛЭС под руководством начальника (мастера) ЛЭС в соответствии с инструкциями по организации и проведению работ по очистке внутренней полости нефтепровода, утвержденные главным инженером ОАО (ООО) МН.

Персонал ЛЭС, осуществляющий пуск, сопровождение по трассе нефтепровода и прием ОУ должны быть обучены порядку пуска, приема ОУ, работе с передатчиком и локатором и должны быть обеспечены постоянной связью с управляющим диспетчером.

Технологические переключения на камерах пуска, пропуска и приема СОД осуществляется персоналом. Результаты выполнения переключений докладываются диспетчеру.

Запрещается производить работы по запасовке и извлечению двухсекционных скребков без использования штатного транспортно-запасовочного устройства, входящего в комплект скребка и камеры пуска-приёма СОД.

Пуск ОУ по нефтепроводу, эксплуатируемого несколькими ОАО МН, производится после согласования. Согласование производится в срок трое суток до пуска.

После получения разрешения от ОАО «АК «Транснефть» ОАО (ООО) МН:

- разрешает пропуск ОУ;
- извещает письменно смежные ОАО МН.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Разрешение на пуск ОУ диспетчер дает при наличии следующих документов:

- разрешения от ОАО МН;
- акта готовности трассы к пропуску ОУ;
- акта готовности ОУ к проведению очистки;
- подтверждения от оператора НПС готовности камеры приема к выполнению очистки;
- графика прохождения ОУ по участку МН.

Результаты пропуска каждого ОУ заносятся в "Журнал учёта очистки нефтепровода".

Типы и количество ОУ при проведении плановой очистки определяются в зависимости от периодичности очистки и протяженности нефтепровода по таблице 8.

Таблица 8 – Периодичность очистки

Протяжен- ность участка	Периодичность очистки, сутки	
	более 45 суток	45 суток и менее
до 150 км	1 шт: СКР4 (СКР3, СКР2, ПРВ1, СКР1)	2 шт: СКР4 (СКР2,СКР3) + ПРВ1 (СКР1)
более 150 км	1 шт: СКР4	2 шт: СКР4 + ПРВ1

ОАО МН обеспечивает скорость движения ОУ, СНШ и УКО в трубопроводе в соответствии с Таблицей 9.

Таблица 9 – Скорость движения ОУ

Тип ОУ	Скорость ОУ, м/с	
	минимальная	максимальная
СКК, СКР3, ПРВ1, СКР1	0,2	10
СКР4	0,2	5
СКР2	0,5	5
УКО, СНШ	0,2	3

Скорость движения ОУ, определяется ОАО МН, исходя из установленных режимов перекачки, толщин стенки трубы, наличия лупингов.

При выполнении периодической очистки МН пропуском двух скребков интервал между пусками ОУ должен составлять не менее 4 часов и не более 24 часов. Интервалы времени между запусками ОУ должны обеспечивать их отдельный запуск, приём и извлечение. Запрещается производить одновременный запуск по участку нефтепровода, а также одновременный прием в камеру приёма СОД нескольких очистных скребков. Должен быть обеспечен следующий порядок пропуска: первое ОУ с открытыми байпасными отверстиями, второе ОУ - с закрытыми байпасными отверстиями. [12]

3.7. Подготовка нефтепровода к проведению очистки.

Не позднее, чем за 1 час до начала работ по запуску ОУ обеспечивается проверка готовности участка нефтепровода к пропуску очистного устройства:

- проверить полноту открытия линейных задвижек;

- проверить на открытие-закрытие задвижки КПП СОД и узлов пропуска СОД НПС, которые будут задействованы в технологических переключениях при пуске, пропуске и приеме ОУ;

- проверить исправность камер пуска, пропуска и приема СОД;

- произвести очистку камеры приема СОД от асфальтосмолопарафиновых веществ;

- не позднее, чем за 1 час до начала работ по запасовке очистного устройства переключить камеру приёма СОД на конечном участке нефтепровода на приём скребка;

Результаты выполнения каждого пункта проверки вносятся начальником ЛЭС в соответствующие разделы «Акта готовности участка нефтепровода к пропуску очистного устройства».

Узлы пропуска СОД на промежуточных НПС должны быть настроены на прием СОД не позднее, чем за 1 час до подхода очистного устройства.

Отводы нефтепроводов (лупинги, отводы на НПЗ, резервные нитки ППМН и т.д.), с диаметром отвода 70% и более должны быть перекрыты не менее чем за 1 час до прохода очистного устройства.

3.7.1. Требования к допуску ОУ ОАО МН к проведению очистки участков магистральных нефтепроводов

Очистные устройства, используемые для проведения очистки, должны быть укомплектованы щётками, чистящими, и щёточными дисками с номинальными размерами.

Перед началом работ по запасовке обеспечивается:

- проверка и исправное техническое состояние ОУ;

- наличие и заполнение формуляров на используемые ОУ.

Проверка технического состояния ОУ производится на камере пуска СОД, непосредственно перед началом работ по запасовке ОУ.

					Общая часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Начальник ЛЭС обеспечивает:

- измерение размеров манжет, чистящих и ведущих дисков, (диаметр, остаточную толщину, износ рабочей кромки), чистящих пластин (износ рабочей кромки), щеточных пластин (высоту пластин), щёток и щёточных дисков (высоту пучка щёток) и записывает измеренные значения размеров в формуляр ОУ;

- размеры чистящих дисков, манжет, щёток, пластин, ведущих и щёточных дисков должны быть не менее указанных в Руководстве по эксплуатации ОУ. Запрещается производить запасовку ОУ с комплектующими, размеры которых не соответствуют указанным в Руководстве по эксплуатации ОУ;

- проверку правильности сборки ОУ на соответствие требованиям эксплуатационной документации - последовательность установки ведущих и чистящих дисков. Запрещается производить запасовку ОУ собранных с неправильной последовательностью установки ведущих и чистящих дисков;

- проверку по нанесённой маркировке соответствие типа, заводских номеров используемых ОУ и установленных на них расходных комплектующих (манжет, щёток, чистящих, ведущих и щёточных дисков) типам и номерам, указанным в формулярах на ОУ. Запрещается производить запасовку ОУ, если тип, заводские номера ОУ и установленных на ОУ комплектующих (манжет, щёток, чистящих, ведущих и щёточных дисков) не соответствуют указанным в формуляре;

- проведение визуального контроля ОУ. Запрещается производить запасовку ОУ, не очищенного от загрязнений, оставшихся после предыдущего пропуска, с наличием трещин в сварных швах, механических повреждений (вмятин, забоин, и т.д.) корпусных деталей, фланцев и бамперов, влияющих на эксплуатационные характеристики ОУ;

- проверку состояния крепежных деталей. Запрещается производить запасовку ОУ, имеющего смятие, износ, вытягивание резьбовых поверхностей, искривление болтов (шпилек), смятие шестигранников;

					Общая часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- выборочную проверку момента затяжки крепежных деталей динамометрическим ключом. Запрещается производить запасовку ОУ, имеющего моменты затяжки крепежных деталей меньше допустимого указанных в Руководстве по эксплуатации ОУ;

- проверку надежности контровки крепежных деталей. Запрещается производить запасовку ОУ с незаконченными крепежными деталями, контровка которых предусмотрена Руководством по эксплуатации ОУ;

- проверку наличия и работоспособности установленного на ОУ передатчика для скребка (в соответствии с руководством по эксплуатации передатчика). Запрещается производить запасовку ОУ с неисправным передатчиком или без передатчика;

- проверку работоспособности локаторов, которые будут использоваться при сопровождении ОУ для их обнаружения;

- проверку наличия в формулярах на ОУ отметок о проведении в установленные сроки среднего и капитального ремонта. Запрещается производить запасовку ОУ, не прошедшего ремонт в установленные сроки;

- проверку полноты и правильности заполнения формуляра. Запрещается производить запасовку ОУ с не полностью или неправильно заполненным формуляром.[13]

3.8. Контроль прохождения СОД по трубопроводу

Контроль прохождения СОД по трубопроводу осуществляется бригадами сопровождения ОАО МН на контрольных пунктах в соответствии с графиком прохождения СОД, разработанным ОАО МН с учётом скорости движения ОУ. Запрещается производить пропуск по трубопроводу средств очистки и диагностики без их контроля бригадами сопровождения.

ОАО МН на основании плана-графика работы нефтепровода и карт технологических режимов работы нефтепровода производит расчет времени

					Общая часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

движения СОД по участку нефтепровода и время прохождения контрольных точек. Время прохождения СОД контрольных точек заносится в график прохождения СОД по участку МН.

Каждая бригада сопровождения должна быть оснащена приборами для контроля прохождения и определения положения СОД в трубопроводе - низкочастотными и акустическими локаторами. Количество бригад сопровождения определяется в зависимости от протяженности участка, приведенной в Таблице 10:

Таблица 10 – Количество бригад сопровождения

Протяжённость участка, км	до 50 км	от 50 до 150 км	свыше 150 км
Количество бригад сопровождения	1	2	3

Расстояние между контрольными пунктами не должно превышать 5 км. Контрольные пункты должны быть расположены над осью трубопровода. Верхняя образующая трубопровода в местах расположения контрольных пунктов должна находиться на глубине не более 2 метров. При большей глубине залегания трубопровода необходимое расстояние от поверхности земли до верхней образующей нефтепровода обеспечивается ОАО МН путем устройства шурфа.

Дополнительные контрольные пункты располагают в местах возможного застревания СОД:

- на узлах запорной арматуры;
- на узлах равнопроходных ответвлений от диагностируемого нефтепровода;

- на узлах неравнопроходных ответвлений, диаметром 70% диаметра диагностируемого нефтепровода и больше;
- на углах поворота нефтепровода больших 45° - вертикальных, горизонтальных и совмещенных.

Передвижение бригад при сопровождении СОД осуществляется вдоль трассы нефтепровода. При наличии на пути бригады сопровождения преград (овраги, водные преграды и т.д.) в графике движения бригад должны быть указаны пути их объезда.

Бригада сопровождения:

- контролирует прохождение СОД по трассе нефтепровода;
- в течение 10 минут после прохождения СОД очередного контрольного пункта фиксируют фактическое время прохождения СОД в графике прохождения СОД по участку МН и докладывает руководителю работ и диспетчеру о времени прохождения СОД. После доклада и получения разрешения руководителя работ бригада переезжает на следующий контрольный пункт согласно графика прохождения СОД по участку МН;
- передает контроль за движением СОД другой бригаде сопровождения непосредственно на контрольном пункте.

Диспетчер при пропуске СОД:

- осуществляет контроль движения СОД;
- сообщает бригаде сопровождения расчетное время подхода СОД к контрольному пункту;
- после получения доклада от бригады сопровождения о прохождении СОД очередного контрольного пункта фиксирует фактическое время прохождения СОД в графике прохождения СОД по участку.[14]

3.9. Порядок действий в случае застревания СОД

В случае, если СОД не прошло контрольный пункт в контрольное время, указанное в графике движения бригад, ответственный руководитель бригады сопровождения в течение 15 минут сообщает об этом руководителю работ от ОАО МН и руководителям остальных бригад сопровождения.

Руководитель работ от ОАО МН организует работы по восстановлению контроля за прохождением СОД по трубопроводу.

В случае, если контроль за прохождением СОД по трубопроводу не удалось восстановить в течение 4 часов после истечения контрольного времени, указанного в графике движения бригад, СОД считается застрявшим и организуются работы по определению местоположения СОД в трубопроводе.

Поиск местоположения застрявшего СОД в трубопроводе ведётся бригадами сопровождения с использованием акустических и низкочастотных локаторов в направлении, противоположном направлению движения СОД.

После определения местоположения застрявшего СОД в трубопроводе ОАО МН производит его вырезку.[15]

3.10. Порядок пропуска ОУ при отключении промежуточных НПС

НПС для пропуска ОУ останавливается за 1,5 часа до расчетного времени подхода скребка.

НПС включается в работу через 0,5 часа после прохождения ОУ узла пропуска НПС.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Лупинги, резервные нитки и перемычки между параллельными нефтепроводами отключаются от основного трубопровода не позднее, чем за 1 час до подхода ОУ и включаются в работу после прохождения ОУ:

- головных участков резервных ниток и лупингов;
- перемычек;
- резервные нитки подводных переходов должны быть закрыты.

3.11. Порядок пропуска ОУ без остановки промежуточных НПС

Не позднее, чем за 1 час до расчетного времени подхода ОУ к камере пропуска ОУ, персонал НПС по указанию управляющего диспетчера (РДП, ТДП) выполняет технологические переключения камеры на прием скребка.

После приема скребка персонал НПС выполняет технологические переключения для пропуска скребка.

3.12. Порядок приема ОУ

После прихода в КПП СОД очистное устройство извлекается:

- в течение суток при выполнении периодической и внеочередной очистки;
- в течение трех часов при выполнении преддиагностической очистки.

При очистке участков нефтепроводов эксплуатируемых несколькими ОАО (ООО) МН, принявшее ОУ ОАО (ООО) МН обязано:

- в течение суток произвести очистку ОУ;

После извлечения ОУ из камеры приёма СОД, ЛЭС в течение одних суток должно произвести очистку ОУ от асфальтосмолопарафиновых веществ.

					Общая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Утилизация продуктов очистки после проведения очистки участка МН и технического обслуживания очистных устройств производится в установленном ОАО (ООО) МН порядке.[6]

3.13. Требования к эксплуатации очистных устройств и комплектующих

Линейная эксплуатационная служба должна обеспечивать выполнение следующих требований при эксплуатации очистных устройств:

Производить эксплуатацию и обслуживание очистных устройств в соответствии с Руководством по эксплуатации и Регламентом технического обслуживания, среднего и капитального ремонта очистных устройств, применяемых на МН АК «Транснефть».

- к проведению очистки допускать очистные устройства с исправными манжетами, щётками, чистящими, ведущими, щёточными дисками, чистящими и щеточными пластинами, геометрические размеры которых соответствуют требованиям «Руководства по эксплуатации»;

- устанавливать новые чистящие диски, переворачивать или заменять чистящие диски в зависимости от их износа и длины очищаемого участка в соответствии с требованиями «Руководства по эксплуатации»;

- после каждого завершения пропуска ОУ в течение 3 суток проводить техническое обслуживание ОУ.

Заполнять формуляр на очистное устройство с указанием заводских номеров чистящих дисков и геометрических размеров манжет, щёток, чистящих, ведущих и щёточных дисков, чистящих и щеточных пластин перед каждым пуском очистного устройства по нефтепроводу. Параметры износа чистящих дисков указываются с учетом направления движения ОУ.

					Общая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Хранить паспорта на установленные на ОУ.

Линейная эксплуатационная служба обеспечивает проведение среднего ремонта очистных устройств, СНШ и УКО при достижении пробега 1000 км, проведение капитального ремонта при достижении пробега 6000 км.[7]

3.14. Порядок учёта ОУ

ОАО ЦТД «Диаскан» формирует и ведёт электронную базу данных учёта всех очистных устройств, СНШ и УКО, изготавливаемых ОАО ЦТД «Диаскан». База данных должна содержать сведения о заводском номере изделия, дате изготовления, дате поставки в ОАО МН.

ОАО ЦТД «Диаскан» ежеквартально передает в ОАО МН обновлённую базу данных учёта ОУ в следующие сроки:

- за I квартал - до 15 апреля текущего года;
- за II квартал - до 15 июля текущего года;
- за III квартал - до 15 октября текущего года;
- за IV квартал - до 15 января следующего года.

ОАО МН передаёт обновлённую базу данных в РНУ для внесения сведений об эксплуатации ОУ в следующие сроки:

- за I квартал - до 20 апреля текущего года;
- за II квартал - до 20 июля текущего года;
- за III квартал - до 20 октября текущего года;
- за IV квартал - до 20 января следующего года;

и контролирует ведение базы данных РНУ

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

3.15. Контрольные параметры работы нефтепровода и внеочередная очистка МН

Результаты очистки МН контролируются по показателям:

- пропускная способность МН;
- эффективный диаметр;
- удельные энергозатраты.

Данные параметры определяются при установленном и контрольных режимах работы нефтепровода.

Установленный режим - это режим работы нефтепровода продолжительностью не менее восьми часов в течение суток после завершения очистки.

Контрольный режим - это режим работы нефтепровода идентичный установленному режиму по включенному в работу насосу оборудованию и другим показателям продолжительностью не менее восьми часов, при котором проверяются показатели по.

Нефтепровод выводят на установленный режим для получения показателей режима после очистки, которые являются базовыми для последующего сравнения в соответствии с таблицей 11.

Таблица 11 – Контроль параметров

Наименование параметра (критерия)	Отклонение показателей	Отдел, осуществляющий контроль
Пропускная способность нефтепровода	уменьшение на 2% и более	ТТО
Эффективный диаметр	уменьшение на 1% и	ОЭН

Наименование параметра (критерия)	Отклонение показателей	Отдел, осуществляющий контроль
	более	
Удельные энергозатраты	увеличение на 3,5% и более	ОГЭ

На установленном режиме работы нефтепровода должны быть обязательно зафиксированы начальниками отделов и служб следующие исходные показатели работы нефтепровода для последующего сравнения:

- количество и номера насосных агрегатов на каждой НПС, давление на всех НПС технологического участка, на приеме НПС и после регуляторов давления на выходе НПС по данным СДКУ;
- фактическая пропускная способность перекачки нефти по данным СИКН;
- количество потребленной электроэнергии на перекачку нефти по данным систем учета электроэнергии.

Предоставляются параметры работы МН, в срок 3 суток после работы МН на установленном режиме.

По полученным данным в соответствии с расчетными формулами, приведенными, в течение трех дней проводятся расчеты следующих параметров:

- определяется пропускная способность нефтепровода;
- рассчитывается эффективный диаметр участков нефтепроводов;
- определяются удельные энергозатраты.

В течение одного дня эти результаты расчетов сводятся в Журнал контроля параметров режимов нефтепровода.

Обеспечивается работа нефтепровода на контрольном режиме для сравнения базовых показателей установленного режима с фактическими показателями контрольного режима.

					Общая часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Контроль параметров работы нефтепровода должен осуществляться в соответствии со следующей периодичностью:

- для участков нефтепроводов с периодичностью очистки 60 и более суток - через 20, 40 и 60 дней после проведения очистки и за 3 суток до проведения плановой очистки;
- для участков нефтепроводов с периодичностью очистки от 30 до 60 суток - через 30 дней после проведения очистки и за 3 суток до проведения плановой очистки;
- для участков нефтепроводов с периодичностью очистки 30 и менее суток - через 15 дней после проведения очистки и за 3 суток до проведения плановой очистки.

На контрольном режиме работы нефтепровода должны быть зафиксированы следующие фактические показатели работы нефтепровода для последующего сравнения:

- количество и номера насосных агрегатов на каждой НПС, давление на всех НПС технологического участка, на приеме НПС и после регуляторов давления на выходе НПС по данным СДКУ;
- фактическая пропускная способность перекачки нефти по данным СИКН;
- количество потребленной электроэнергии на перекачку нефти по данным систем учета электроэнергии.

Параметры работы МН, в срок 3 суток после работы МН на контрольном режиме главный инженер РНУ представляет главному инженеру ОАО (ООО) МН.

По полученным данным, в соответствии с расчетными формулами, в течение трех дней должны быть проведены расчеты параметров:

- определяется пропускная способность нефтепровода;
- рассчитывается эффективный диаметр участков нефтепроводов;
- определяются удельные энергозатраты.

					Общая часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При планировании режимов на месяц предусматривается работа нефтепровода на установленном и контрольном режимах, с продолжительностью не менее восьми часов и работу на установленном режиме, в течение суток после завершения очистки в определенные сроки.[8]

3.16. Преддиагностическая очистка

Преддиагностическая очистка участка МН км. 686 – км. 818:

- - подготовка к диагностике участка в соответствии с технологической схемой очистки участка, в которой указаны тип, количество и последовательность пропуска СОД в одном цикле, количество циклов СОД, дата и время пуска СОД и КУ, интервал времени между запусками СОЖ. Соблюдение технологической схемы очистки контролируется представителем АО “Транснефть – Диаскан”;
- - все работы по преддиагностической очистке участка проводятся РНУ и включают следующие этапы, в соответствии с приложением 1 ОР-19.100.00-КТН-053013 “Регламента внутритрубной диагностики МН”:

- подготовка участка к пропуску и пропуск калибровочных устройств (СКК, СНШ) – за 32 календарных дня до планируемой даты пропуска ВИП типа MFL, ДМК или профилемера PRN для приборов ВИП типа WM, CD, ДКК.

- первичная очистка и повторный пропуск калибровочных устройств – за 12 календарных дней до планируемой даты пропуска ВИП.

- преддиагностическая очистка участка последовательным пропуском щеточных скребков типа СКР-2, СКР-3, СКР-4 с завершением работ за сутки до планируемой даты пуска ВИП.

					Общая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- контроль качества очистки, последовательным пропуском скребка СКР-4 и устройства контроля качества очистки (УКО) с завершением работ за 4 часа до начала пропуска ВИП.

В зависимости от содержания парафина в перекачиваемой нефти преддиагностическая очистка участков МН различается для:

- участков нефтепроводов с содержанием парафина до 6% в нефти;
- участков нефтепроводов осложненных парафиноотложением.

Преддиагностическая очистка участков нефтепроводов с содержанием парафина до 6% проводится с применением ОУ.

Преддиагностическая очистка участков нефтепроводов осложненных парафиноотложением проводится с применением ОУ и вводом ингибитора парафиноотложения в нефтепровод с применением установки по вводу реагента.

Применяемый ингибитор парафиноотложения должен иметь «Сертификат на применение в технологических процессах добычи и транспорта нефти»

Внутритрубное диагностическое обследование участков нефтепроводов, осложненных парафиноотложением, должно проводиться в период с 1 июня по 31 августа при температуре окружающей среды не ниже +15°C и установившейся положительной температуре грунта.

На каждый участок нефтепровода должна быть разработана технологическая схема очистки с учетом сезонности выполнения преддиагностической очистки, свойств перекачиваемой нефти, параметров перекачки, протяжённости участка, наличия промежуточных НПС и действующих лупингов.

В технологической схеме преддиагностической очистки каждого участка МН должны быть определены: тип, количество и последовательность пропуска очистных устройств в одном цикле, количество циклов ОУ, интервалы времени между запусками ОУ.

					Общая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Типы и минимальное количество ОУ в одном цикле в зависимости периодичности очистки нефтепровода указано в таблице 12.

Таблица 12 - Тип и минимальное количество ОУ в одном цикле

Протяжен- ность участка	Периодичность очистки, сутки	
	более 45 суток	45 суток и менее
до 150 км	1 шт: СКР4 (СКР3, СКР2, ПРВ1)	2 шт: СКР4 (СКР2,СКР3) + ПРВ1
более 150 км	1 шт: СКР4	2 шт: СКР4 + ПРВ1

Пропуск ОУ в цикле производится в следующей последовательности: СКР4 (СКР2,СКР3), ПРВ1. В цикле пропуск первого ОУ должен быть выполнен с открытыми байпасными отверстиями.

Интервал между пусками ОУ зависит от длины участка нефтепровода. Минимальный интервал между пусками ОУ определяется технологическими возможностями КПП СОД и должен составлять не менее 4 часов. Интервалы времени между запусками ОУ должны обеспечивать их отдельный запуск, приём и извлечение. Запрещается производить одновременный запуск по участку нефтепровода, а также одновременный прием в камеру приёма СОД нескольких очистных скребков.

Таблица 13 - Интервал между пусками ОУ в зависимости от длины участка нефтепровода

Протяженность участка нефтепровода, км	Интервал между пусками ОУ, час
до 20 км	не более 6
20-80 км	не более 8
Свыше 80 км	не более 10

В технологической схеме участка нефтепровода количество циклов пропуска ОУ определяется из условия выполнения критериев качества очистки.[9]

3.17. Эффективный диаметр

Эффективный диаметр – значение внутреннего диаметра трубопровода, характеризующее фактические потери напора с учетом влияния отложений на его гидравлическую характеристику.

3.17.1. Влияние эффективного диаметра на пропускную способность и расход электроэнергии

Эффективный диаметр для области гидравлически гладких труб можно выразить из формулы академика Лейбензона:

$$D = \frac{(0,0246 \times Q^{1,75} \times v^{0,25} \times L)}{H_{\text{тр}}}, \quad (5)$$

где Q – расход, м³/с;

v – вязкость, м²/с;

L – длина участка, м;

$H_{\text{тр}}$ – потери напора на трение, м.

Практический интерес представляет оценка влияния изменения эффективного диаметра на пропускную способность и расход электроэнергии, так из 5 следует, что при уменьшении внутреннего диаметра на ΔD по сравнению с начальным значением (D_0) относительное уменьшение пропускной способности ($Q_0 \delta$) определяется из:

$$\delta Q_0 = \frac{\Delta Q}{Q_0} = 2,71 \cdot \frac{\Delta D}{D_0}, \quad (6)$$

где Q_0 – пропускная способность при D_0 ;

Δ – Q абсолютное уменьшение пропускной способности относительно Q_0 .

Глава 4. Расчетная часть.

4.1. Расчетная часть. Расчет эффективного диаметра и удельных энергозатрат.

Определение пропускной способности.

Пропускная способность Q (м³/сек) определяется по диспетчерским данным показаний СИКН.

Определение эффективного диаметра.

Эффективный диаметр рассчитывается по фактическим параметрам перекачки нефтепровода по формуле:

$$D_{эф} = \left(\frac{\beta * Q^{2-m} * \nu^m * L}{H - h \pm \Delta Z} \right)^{\frac{1}{5-m}}, \quad (7)$$

где: L - длина участка нефтепровода, м;

Q - пропускная способность, м³/сек;

ν - коэффициент кинематической вязкости нефти, м²/сек;

H - напор в начале участка, м;

h - напор в конце участка, м;

ΔZ - разность геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода, м;

β, m - коэффициенты Лейбензона, зависящие от режима течения и определяются по таблице 14:

[11]

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Свдженск							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Стрыгин Д.В.			Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Никulichиков В.К.								66	126	
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

Таблица 14 – Режимы течения

Режим течения	m	A ₁	β
Ламинарный	1	64	4,15
Турбулентный:			
зона Блаузиуса	0,25	0,3164	0,0246
зона смешанного трения	0,123	$10^{0,127Lg(e)-0,627}$	0,0802A ₁
зона квадратичного трения	0	λ	0,0827 λ

Определение удельных энергозатрат.

Удельные энергозатраты $W_{y\partial}$ определяем по формуле, (кВт ч/тыс.т км):

$$W_{y\partial} = \left(\frac{W_{номр}}{G} \right) / 1000, \quad (8)$$

где: $W_{номр}$ - объем потребленной электроэнергии НПС магистрального нефтепровода (кВт ч);

G – грузооборот магистрального нефтепровода (т км).

Расчет отклонений параметров режимов по результатам контроля

Отклонение пропускной способности нефтепровода ΔQ при режиме определяется по формуле:

$$\Delta Q = \frac{Q_y - Q_k}{Q_y} * 100\%, \quad (9)$$

где: Q_y - пропускная способность МН при установленном режиме работы МН (тыс.т/сут);

Q_k - пропускная способность МН при контрольном режиме (тыс.т/сут);

ΔQ - относительное изменение пропускной способности.

Отклонение значения эффективного диаметра $\Delta D_{эф}$, определяется по формуле:

$$\Delta D_{эф} = \frac{D_y - D_{\kappa}}{D_y} * 100\%, \quad (10)$$

где: D_y - эффективный диаметр, рассчитанный в период работы нефтепровода на установленном режиме;

D_{κ} - эффективный диаметр нефтепровода, рассчитанный в период работы нефтепровода на контрольном режиме;

$\Delta D_{эф}$ - относительное изменение эффективного диаметра по режиму.

Отклонение удельных энергозатрат на режиме - $\Delta W_{уд}$ определяются на основании диспетчерских данных по формуле:

$$\Delta W_{уд} = \frac{W_{\kappa} - W_y}{W_x} * 100\%, \quad (11)$$

где: W_{κ} -удельные энергозатраты определенные в период контрольного режима
(кВт ч/тыс.ткм);

W_y -удельные энергозатраты в период работы нефтепровода на установленном режиме (кВтч/тыс.ткм).

Рассмотрим участок нефтепровода, протяженностью L км, по которому планируется перекачивать G_2 млн. т нефти в год. Известны ν - коэффициент кинематической вязкости нефти, м²/сек; H - напор в начале участка, м; h - напор в конце участка, м; ΔZ - разность геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода, м; β, m -коэффициенты Лейбензона; $W_{номр}$ - объем потребленной электроэнергии НПС магистрального нефтепровода (кВт ч);

G – грузооборот магистрального нефтепровода (т км). Q_y – пропускная способность МН при установленном режиме работы МН (тыс.т/сут). W_k – удельные энергозатраты определенные в период контрольного режима. V – скорость потока нефти (м/с); $D_{вн}$ – внутренний диаметр;

Рассчитаем эффективный диаметр $D_{эф}$:

Таблица 14 – Исходные данные

L, км	$Q, \text{м}^3/\text{сек}$	$\nu, \text{м}^2/\text{сек}$	H/h, м	G, млн*т/год	ΔZ , м	β	m
128,95	2,08	0,000015	508;60,4	56,6	149,52	0,0246	0,25

* - данные получены в диспетчерском и технологическом отделе ПАО Транснефть на 15.05.2019.

$$D_{эф} = \left(\frac{0,0246 * 3,6 * 0,062 * 128950}{508 - 60,4 + 149,52} \right)^{\frac{1}{4,75}} = 1189 \text{ мм}, \quad (12)$$

Т.к. допустимое уменьшение, согласно регламенту не должно быть более, чем на 1% (то есть, эффективный диаметр должен быть не меньше 1184 мм), то очистка не требуется.

Определение удельных энергозатрат.

Таблица 15 – Исходные данные

G, т/ч	W _п , кВт*ч	W _у , кВт*ч
6457	29807	29454

Удельные энергозатраты $W_{y\partial}$ определяем по формуле, (кВт ч/тыс.т км):

$$W_{y\partial} = \left(\frac{29807}{839 * 1000} \right) = 0,0355 \text{ кВт ч/тыс т км}, \quad (13)$$

Отклонение удельных энергозатрат на режиме - $\Delta W_{y\partial}$ определяются на основании диспетчерских данных по формуле:

$$\Delta W_{y\partial} = \frac{29807 - 29454}{29807} * 100\% = 1,2\%, \quad (14)$$

Т.к. допустимое увеличение, согласно регламенту не должно превышать 3,5%, то очистка не требуется.[6]

					Расчетная часть	Лист
						670
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2. Анализ периодичности очистки

Рассмотрим участок нефтепровода Александровское – Анжеро – Судженск, 686км. – 818 км. после проведения очистки на основе данных прохождения очистного устройства на 01.01.19.

Таблица 16 – Результаты извлечения

Участок , км	Диаметр , мм	Тип ОУ	Точка запуска , км	Время запуска	Время прихода	Парафин , кг
686 - 818	1220	СКР -4	669	21.12.1 8 9:04	22.12.1 8 8:50	0

Наблюдаем, что по результатам извлечения очистное устройство не принесло с собой парафина.

Далее рассмотрим предыдущую очистку того же участка, на 01.10.18 число, на основе данных прохождения очистного устройства.

Таблица 17 – Результаты извлечения

Участок , км	Диаметр , мм	Тип ОУ	Точка запуска , км	Время запуска	Время прихода	Парафин , кг
686 - 818	1220	СКР -4	669	26.09.1 8 6:00	27.09.1 8 4:15	0

Наблюдая ту же картину, можно сделать вывод, что периодичность участка можно сократить, ввиду того, что он не подвержен загрязнению в периоде трех месяцев.

Сокращая периодичность очистки таких участков можно существенно сократить денежные затраты, выделяемые на очистку, но, в то же время, характеристики нефтепровода сохранятся на том же уровне.

Рассмотрим участок нефтепровода Александровское – Анжеро – Судженск, 37 км. – 318 км. после проведения очистки на основе данных информации о прохождении очистного устройства на 01.07.18.

Таблица 18 – Результаты извлечения

Участок , км	Диаметр , мм	Тип ОУ	Точка запуска , км	Время запуска	Время прихода	Парафин , кг
37-318	1220	СКР -4	37	25.06.18 7:24	27.06.18 7:28	5

Наблюдаем, что этот участок подвержен высокому скоплению парафинов, что сильно влияет на скорость движения очистного устройства. Так же это приводит к уменьшению производительности трубопровода, увеличению напоров станций и энергозатрат на перекачку.

Далее рассмотрим следующую очистку того же участка, на 01.10.18 число, на основе данных прохождения очистного устройства.

Таблица 18 – Результаты извлечения

Участок , км	Диаметр , мм	Тип ОУ	Точка запуска , км	Время запуска	Время прихода	Парафин , кг
37-318	1220	СКР -4	37	24.09.1 8 10:32	26.09.1 8 16:42	20

Наблюдая, что сребок принес в 4 раза больше парафина, чем в прошлый раз, можно сделать вывод, что периодичность очистки участка следовало бы значительно увеличить, скопление парафинов на этом участке происходит с достаточно большой скоростью.

Увеличивая периодичность очистки данного участка, компания способна увеличить производительность трубопровода, а так же сократить энергозатраты на перекачку.

5. Технология проведения преддиагностической очистки и внутритрубного диагностического обследования участков нефтепроводов, осложненных парафиноотложением

Контроль качества очистки и диагностическое обследование участков нефтепроводов осложненных парафиноотложением производится с применением ингибитора парафиноотложения, вводимого в поток нефти через вантуз диаметром не менее 32 мм, смонтированного за тройником узла запуска СОД, с использованием установки по вводу реагента в магистральный нефтепровод.

Температура вводимого ингибитора парафиноотложения должна быть не менее 30°C.

- пропуск СКР-4;
- пропуск устройства контроля качества очистки (УКО) с учетом полного извлечения СКР4 и УКО.

Выполняется запуск первого поршня-разделителя ПРВ1.

После запуска первого поршня-разделителя ПРВ1 дозировка ингибитора парафиноотложения увеличивается. (дозировка 150 г/т увеличивается на дозировку 200 г/т, дозировка 200 г/т увеличивается на дозировку 300 г/т).

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Судженск							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Стрыгин Д.В.									74	126
Руковод.		Никulichиков В.К.										
Консульт.												
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										
								ТПУ гр. 2Б5А				

После закачки между первым ПРВ1 и ВИП рассчитанного объема нефти и прохождения первым ПРВ1 расстояния не менее 6 км от камеры пуска СОД, производится запуск ВИП.

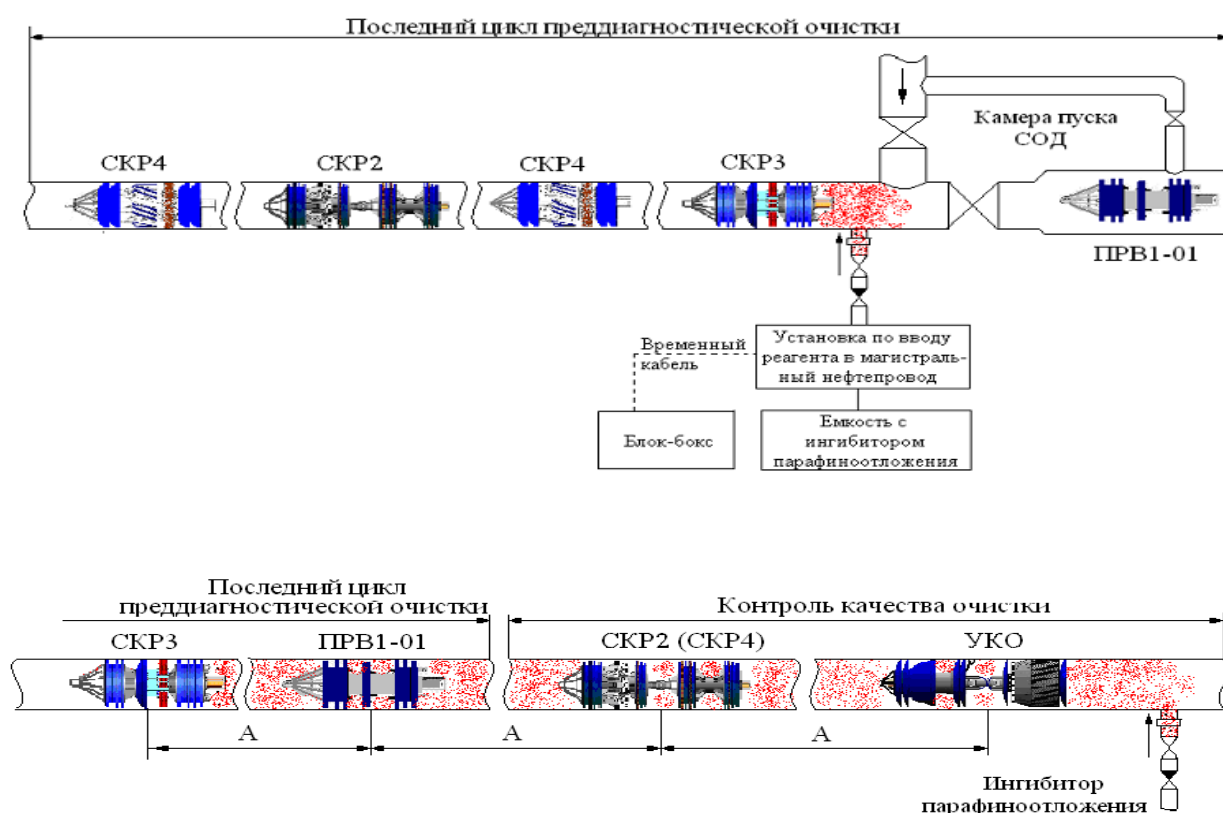
Контроль прохождения первого поршня-разделителя ПРВ 1 на дистанции 2 км и 6 км от камеры пуска СОД выполняется при помощи низкочастотных локаторов.

Ввод ингибитора парафиноотложения в нефтепровод с увеличенной дозировкой продолжается.

После прохождения ВИП расстояния не менее 6 км от камеры пуска СОД и закачки между ВИП и вторым ПРВ1 рассчитанного объема нефти с учетом перетока нефти через ВИП, производится запуск второго ПРВ1.

Контроль прохождения ВИП на дистанции 2 км и 6 км от камеры пуска СОД выполняется при помощи низкочастотных локаторов.

После запуска второго ПРВ1, ввод ингибитора парафиноотложения в нефтепровод прекращается.



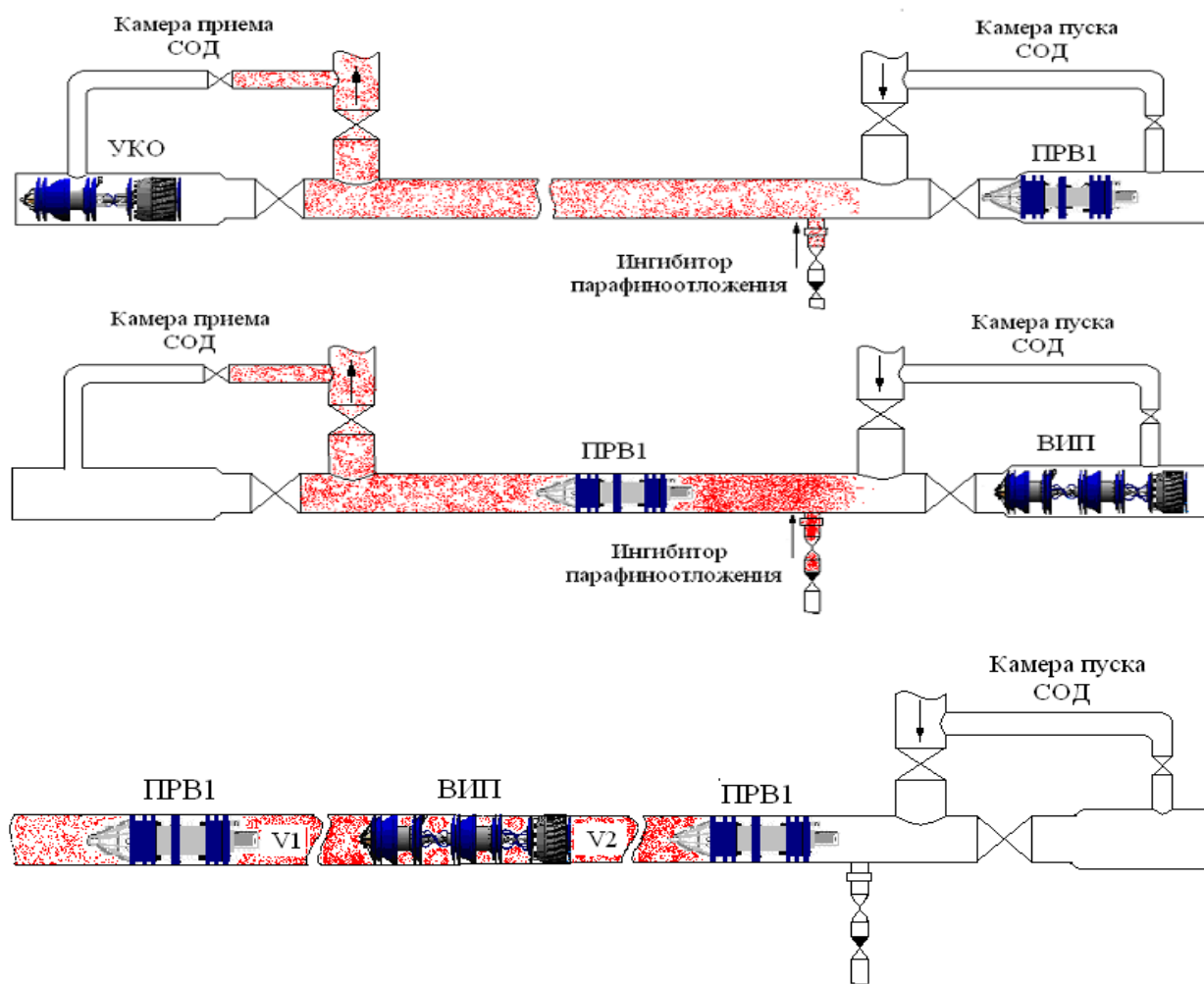


Рисунок 7 - Технология проведения преддиагностической очистки и внутритрубного диагностического обследования участков нефтепроводов осложненных парафиноотложением

Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В настоящее время, более 70% эксплуатирующего оборудования в России выработало свой ресурс (срок эксплуатации 30-35 лет). Известно, что аварии и отказы происходят в начальный период эксплуатации из-за дефектов монтажа, затем следует период безаварийной работы, а после 15-20 лет эксплуатации количество отказов, аварийных ситуаций резко возрастает, вследствие накопления повреждений, возникших при эксплуатации. Одним из наиболее опасных объектов были и остаются различные виды резервуаров. В системе трубопроводного транспорта, например, более 3000 РВС находятся в эксплуатации более 50 лет, свыше 1000 РВС - от 40 до 50 лет. Экономически выгодная эксплуатация резервуара не может быть обеспечена без должного наблюдения за техническим состоянием и своевременным устранением неполадок. Нарушение прочности и герметичности в резервуарах в большинстве случаев вызывается совокупностью различных неблагоприятных воздействий на конструкции. Элементы резервуара в эксплуатационных условиях испытывают значительные быстроменяющиеся температурные режимы, повышение давления, вакуум, вибрацию, неравномерные осадки и коррозию. Практически каждый из резервуаров представляет собой объект повышенной опасности для персонала предприятия, населения, соседних сооружений и окружающей среды. Также можно отметить, что резервуары, как и любой технический объект, имеют свой ресурс и каждое предприятие стремится повысить экономическую эффективность производства товаров или услуги с наименьшими издержками, что означает отсутствие потерь в использовании ресурсов.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Свдженск		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Стрыгин Д.В.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист
Руковод.	Никульчиков В.К.						Листов
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					77	126
						ТПУ гр. 2Б5А	

6.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: Резервуар вертикальный стальной 10000 м³

Целевой рынок: нефтяные и газовые компании.

Таблица 19 - Компании

		Вид исследования пускового устройства		
		Расчет РВС	3D модель и анализ работы РВС	Конструирование РВС
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

 - «Роснефть»
  - «Сургутнефтегаз»
  - «Транснефть»

В различных исследованиях резервуар вертикальный стальной необходим в основном крупным компаниям, так как данный резервуар прост в сборке и обслуживании. Крупным компаниям важна простота и долговечность. Для каждого резервуарного парка используют оборудование с разными техническими характеристиками.

3D модель имеет не мало важную роль для конструирования РВС, так как при создании трехмерной модели, в специальных программах, типа Ansys, можно смоделировать отклонение от вертикали и посмотреть, как он будет вести себя в рабочем режиме, где будут максимальные нагрузки. На основе расчетов и трехмерной модели ведется конструирование, учитываются все просчеты.

6.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам.

Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 20 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		БФ	Бк1	Бб	Кф	Кк1	Кб
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,13	3	2	2	0,39	0,26	0,26
2. Ремонтопригодность	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
3. Надежность	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
4. Простота ремонта	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
5. Удобство в эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6. Уровень шума	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
3. Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6. Наличие финансирования поставщиками оборудования	0,02	2	3	2	0,04	0,06	0,04
Итого	1	43	33	32	3,51	2,66	2,69

БФ – Резервуар вертикальный стальной;

Бк1 – Резервуар вертикальный стальной с понтоном;

Бб – Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей.

По таблице 20 видно, что наиболее эффективно использовать резервуар вертикальный стальной, так же он является наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, удобство в эксплуатации, а также минимальное количество подвижных частей, что обеспечивает долговечность работы резервуара.

$$K1 = \frac{43}{33} = 1,3, \quad (15)$$

6.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа:

1. Сильные стороны проекта:

- Высокая экономичность технологии.
- Экономичность технологии.
- Повышение безопасности производства.
- Уменьшение затрат на ремонт оборудования.

2. Слабые стороны проекта:

- Трудность внедрения функции.
- Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.

3. Возможности:

- Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации.
- Сокращение расходов.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Качественное обслуживание потребителей.
- Сокращение времени простоев.

4. Угрозы проекта:

- Отсутствие спроса на новые производства;
- Снижение бюджета на разработку;
- Высокая конкуренция в данной отрасли.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 21, таблице 22, таблице 23, таблице 24.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 21 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	-	0
	B2	-	-	+	-
	B3	-	0	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2, B2C3.

Таблица 22 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	0
	B2	-	0	-
	B3	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1.

Таблица 23 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	+	-	0
	У2	-	-	-	-
	У3	+	+	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1У3С1С2.

Таблица 24 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	0
	У2	+	0	-
	У3	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 25).

Таблица 25 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Высокая экономичность технологии. С2. Экономичность технологии. С3. Повышение безопасности производства. С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Трудность внедрения функции. Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.
Возможности: В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации. В2. Сокращение расходов. В3. Качественное обслуживание потребителей. В4. Сокращение времени простоев.	- Достижение повышения производительности агрегатов. - Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении. - Своевременная поставка нефти и природного газа потребителям.	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста. 4. Переподготовка имеющихся специалистов
Угрозы: У1: Отсутствие спроса	1. Отсутствие спроса на новые технологии	1. Приобретение необходимого

на новые производства;	производства.	оборудования опытного
У2: Снижение бюджета на разработку;	2. Доработка проекта	испытания
У3: Высокая конкуренция в данной отрасли.	3. Сложность реализации проекта.	2. Остановка проекта.
		3. Проведения других проектов

6.4 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по тебе	Руководитель Исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Проектирование модели и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (18)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (19)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{кал}, \quad (20)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$K_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (21)$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 66$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 15$ – количество праздничных дней в году.

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28, \quad (22)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 27.










Таблица 27 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t, min Чел-дни	tmax Чел-дни	тож Чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3

Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	13
Проектирование 3D модели резервуара	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе таблицы 27 строим план график, представленный в таблице 28.

Таблица 28 - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Испол- нители	Т _к , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3												
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18												
3	Согласование материалов по теме	Р	9												
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3				 								
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15												
6	Проектирование 3D модели резервуара	И	10												
7	Оценка результатов исследования	Р, И	3,8							 					

Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice 365 для создания документов, лицензионного программного пакета Unisim Design для компьютерной реализации модели. Также необходимо иметь экспериментальные данные с завода, которые могут быть получены двумя способами: 1) запросить данные с лаборатории завода; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 18 тысяч рублей. Стоит отметить, что для всех исполнений необходимо одно и то же оборудование.

Таблица 30 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	Персональный компьютер	2	18	36
2	Принтер	1	3	3
3	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	10	20
4	Лицензия на	1	50	50

	программный пакет Unisim Design			
Итого:				109

Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме.

Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 31 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел- дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Ис п.1	Ис п 2	Исп 3		Исп. 1	Исп. 2	Ис п. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель	2	3	2	1,16	2,32	3,48	2,32

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

2	Выбор темы исследований	Руководитель	7	9	8	0,93	6,51	8,37	7,44
3	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2	2	2	0,93	1,86	1,86	1,86
4	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	12	12	12	0,23	2,76	2,76	2,76
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	8	9	9	0,23	1,84	2,07	2,07
6	Проектирование 3D модели резервуара	Исполнитель	6	9	8	0,23	1,38	2,07	1,84
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель	4	5	6	1,16	4,64	5,8	6,96
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель	5	5	5	1,16	5,8	5,8	5,8
Итого:							27,11	32,21	31,05

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лист
									96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$Зп = Зосн + Здоп, \quad (23)$$

где Зосн – основная заработная плата;

Здоп – дополнительная заработная плата (12-20 % от осн З).

Основная заработная плата (Зосн) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Зосн = Тр \cdot Здн , \quad (24)$$

где Зосн – основная заработная плата;

Тр– продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

Здн – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Здн = \frac{Зм \cdot М}{Fд} = \frac{51413 \cdot 10,1}{185} = 2661 \text{ руб} , \quad (25)$$

где Зм – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней

М =10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Fд – действительный годовой фонд рабочего времени научно- технического персонала, раб. дн.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 32 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Зм = Зтс \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р} = 23264 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 51413,26$$

где Зтс – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{пр} – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Зтс);

k_д – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от Зтс);

k_р – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата Зтс находится из произведения тарифной

ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб

Таблица 33 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, руб.	кпр	кд	кр	Зм, руб.	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	20	53,48
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	37	41,66
<i>Итого:</i>								95,14

Таблица 34 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, руб.	кпр	кд	кр	Зм, руб.	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	24	64,18
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	43	48,41
<i>Итого:</i>								112,59

Таблица 35 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнитель и	Зтс, руб.	кпр	кд	кр	Зм, руб.	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.
Руководител ь	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	28	74,87
Исполнитель ь	14584	0	0	1,3	18959	1,126	49	55,17
Итого:								130,04

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$\text{Здоп} = k_{\text{доп}} \cdot \text{Зосн} = 0,13 \cdot 53480 = 6952 \text{ руб.}, \quad (27)$$

$$\text{Здоп} = k_{\text{доп}} \cdot \text{Зосн} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \text{ руб.}, \quad (28)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,13 \cdot 64180 = 8343 \text{ руб ,} \quad (29)$$

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,13 \cdot 48410 = 6293 \text{ руб ,} \quad (30)$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,13 \cdot 74870 = 9733 \text{ руб,} \quad (31)$$

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,13 \cdot 55170 = 7172 \text{ руб,} \quad (32)$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,271 \cdot (53480 + 6952) = 16377 \text{ руб,} (33)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Таблица 36 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб			Дополнительная заработная плата, руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	53,480	64,180	74,870	6,952	8,343	9,733
Исполнитель проекта	41,660	48,410	55,170	5,416	6,293	7,172
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
Итого:						
Исполнение 1		Исполнение 2		Исполнение 3		
29,134		34,478		39,822		

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при

формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 37 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)
1. Материальные затраты	1680	1612	2750
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95140	112590	130040
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12368	14636	16905
4. Отчисления во внебюджетные фонды	29134	34478	39822
5. Затраты на специальное оборудование	109000	109000	109000
6. Бюджет затрат НТИ	537110,4	539707,2	664234,8

6.5 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \quad (34)$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad (35)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i-го параметра;

b_i^a , b_i^p – бальная оценка i-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

n – число параметров сравнения.

Таблица 38 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Адекватность разработки	0,2	5	4	4
2. Простота применения	0,2	5	5	4
3. Экономичность	0,4	5	5	3
4. Универсальность	0,1	5	4	3
5. Способствует росту производительности труда	0,1	4	4	4
ИТОГО	1	4,8	4,4	3,6

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^{Исп1} = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,8}{1} = 4,8, \quad (36)$$

$$I_{финр}^{Исп1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,4}{0,92} = 4,78, \quad (37)$$

$$I_{финр}^{Исп3} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,6}{0,77} = 4,68, \quad (38)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность

проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.
Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{Исп1}}{I_{Исп2}}, \quad (39)$$

Таблица 39 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,92	0,77
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,4	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	4,8	4,78	4,68
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	0,995	0,989

Вывод:

В ходе проведения выпускной квалификационной работы были рассмотрены конструктивные особенности и технические параметры резервуара вертикального стального (РВС) 10000м³. Для рассматриваемого резервуара был проведен аналитический расчет номинальных значений толщин стенок, крыши и днища. По результатам 3Д сканирования поверхностей РВС была построена объемная геометрическая модель в точности повторяющая геометрию РВС. Разработанная геометрическая модель послужила основой для создания расчетной модели в программном комплексе метода конечных элементов ANSYS. В результате проведенных расчетов были определены поля напряжений, деформаций и перемещений, характерные материалу конструкции. Полученные значения сравнивались с допустимыми согласно ГОСТ Р 52857.1-2007 «Сосуды и аппараты. Методы расчета на прочность», ГОСТ Р 52857.11-2007 «Нормы проектирования Стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³ РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04» Из проведенного сравнения выяснилось, что максимальные расчетные напряжения не превышают величину допустимых значений.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения рассмотрена ресурсная, финансовая и экономическая эффективность исследования. Определен интегральный показатель эффективности научного исследования.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 7. Социальная ответственность

Введение

К началу 1992 г. общая длина трубопроводной системы СНГ превышала 220 тыс. км (включая примерно 8 тыс. км конденсатопроводов). Около 175 тыс. км, или 80% протяженности системы проходит по территории РФ.

Реальные нефтегазопроводы всегда являются сложными трубопроводами, т.е. отдельные участки его отличаются друг от друга диаметрами, углом изгиба оси трубопровода или количеством параллельных ниток.

Эксплуатация трубопроводов осложняется так же различными климатическими и географическими условиями. В данной работе мы рассматриваем очистку нефтепровода без привязки к географическому району или объекту.

В процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода постепенно засоряется водой, парафиновыми отложениями и механическими примесями. В некоторых случаях в повышенных участках могут скапливаться пары нефти. Наличие скоплений приводит к повышению гидравлического сопротивления и как следствие – к снижению экономичности работы нефтепровода.

7.1. Производственная безопасность

Запуск и прием очистных устройств осуществляется с помощью камер запуска и приема средств очистки и диагностики, которые размещаются на площадках открытого типа. Камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от 40 °С до -60 °С [17]. Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжиро - Свдженск			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Стрыгин Д.В.			Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Никольчиков В.К.						Листов
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр. 2Б5А			

вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода в таблице 40.

Таблица 40 - Элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода.

Наименования работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Запасовка очистного устройства в камеру пуска средств очистки и диагностики. 2.Прием и извлечение очистного устройства.	1.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 2.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; 3.Повышенный уровень шума на рабочем месте; 4.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны; 5.Повреждения в результате	1.Пожарная и взрывная безопасность; 2.Движущиеся машины и механизмы;	ГОСТ 12.1.046-2014[3] ГОСТ 12.1.005-88[21] ГОСТ 12.1.003-2014[6] МР 2.2.7.2129-06[7] МР 2.2.8.0017-10[8] Р 3.5.2.2487-09[9] ГОСТ 12.2.003-91[22]

	контакта насекомыми	с		
--	------------------------	---	--	--

7.1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Запасовку в камеру запуска и извлечение из камеры внутритрубного очистного устройства и дефектоскопа следует производить, как правило, в светлое время суток. В исключительных случаях, для завершения комплекса работ допускается проведение работ по запуску, приёму и извлечению ОУ и дефектоскопа из камеры в тёмное время суток при освещении места работ, обеспечивающем выполнение мер безопасности.

Для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ следует применять источники света:

- светодиоды и светодиодные модули;
- натриевые лампы высокого давления;
- металлогалогенные лампы высокого давления;
- ртутные лампы высокого давления;
- ксеноновые лампы;
- лампы накаливания общего назначения [18].

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Запасовка и извлечение очистного устройства сопровождается загазованностью рабочей зоны. Это могут быть пары нефти или природный газ.

Предельно допустимая концентрация паров нефти, в воздухе рабочей зоны составляет $10 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$, для природного газа ПДК также $300 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$ [19].

Отбор проб должен проводиться каждые 15 минут. За указанный период времени может быть отобрана одна или несколько последовательных проб через равные промежутки времени. Результаты, полученные при однократном отборе или при усреднении последовательно отобранных проб, сравнивают с величинами ПДК.

Продолжительность непрерывной работы в противогазе не более 15 минут, после чего работнику нужно отдыхать на свежем воздухе не менее 15 минут.

В загазованной рабочей зоне запрещается курить, зажигать спички и пользоваться открытым огнем [20].

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками шума в рабочей зоне могут быть машины, механизмы и средства транспорта, предназначенные для запасовки и извлечения очистного устройства.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников[21].

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны

Работы по запуску и приеме очистных устройств проходят как в летнее время, так и в зимнее время.

К работе на холоде допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры в соответствии с действующими приказами Минздравсоцразвития России и не имеющие противопоказаний.

При температуре воздуха ниже -30°C не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше IIа. При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей [22].

Общее количество потребляемой работниками жидкости не ограничивается, но объем однократного приема следует регламентировать (один стакан). Наиболее оптимальной является температура жидкости, равная $12 - 15^{\circ}\text{C}$ [23].

Повреждения в результате контакта с насекомыми

В районах где имеются кровососущие насекомых и клещи, работников должны обеспечивать антимоскитными и противоэнцефалитными костюмами.

Также применяют репеллентные средства. Репелленты - химические вещества, обладающие свойством отпугивать живые организмы.

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В качестве действующих веществ в репеллентных средствах используют вещества, зарегистрированные в Российской Федерации для этих целей. В настоящее время используют следующие репелленты: диэтилтолуамид (ДЭТА), ИР3535, диметилфталат (ДМФ) и акреп.

В целях профилактики ставятся прививки от клещевого энцефалита. Также необходимо проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день [24].

7.1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может привести к травме, в том числе смертельно.[25]

Пожарная и взрывная безопасность

При открытии камеры пуска и приема очистных устройств, на стенке трубы остается частично нефть, также присутствуют пары нефти. Углеводороды, входящие в состав нефтяных паров при взаимодействии с воздухом, образуют взрывоопасную смесь. К первичным средствам пожаротушения относятся: огнетушитель, пожарный инструмент, кошмы, ящики с песком, бочки с водой, переносные лестницы.

Средства тушения горючих жидкостей:

Порошковые ручные огнетушители: ОП – 4(г), ОП-5(г), ОП-8(г), (газогенераторного типа); Порошковые ручные огнетушители : ОП – 2(з), ОП-3(з), ОП-4(з), ОП – 8(з) (закачного типа); Воздушно – пенные огнетушители: ОВП – 5, ОВП – 10; Воздушно – эмульсионные огнетушители с фторсодержащим зарядом: ОВЭ - 5(6) - АВ – 03, ОВЭ-2(з), ОВЭ-4(з), ОВЭ-

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8(з) (тонкодисперсной струей); Аэрозольные генераторы (аэрозольные огнетушители) - СОТ – 1, СОТ – 5м , СОТ – 5М.[26]

Движущиеся машины и механизмы

При заправке и приеме очистных устройств применяются различные виды машин и механизмов, такие как краны, грузоподъемники, лебедки и т.д. Поэтому увеличивается вероятность получения травм при движении различных механизмов. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление),предотвращающие травмы. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства:

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- предохранительные;
- дистанционного управления;
- тормозные;
- знаки безопасности [27].

7.2. Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

С целью минимизации и предупреждения загрязнения окружающей природной среды, должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарноэпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов [28].

Воздействие на атмосферу

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при заправки и приеме очистных устройств. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод.[29]

Также на атмосферу оказывает влияние пары нефти в полости камеры пуска и приема очистных устройств и нефть, которая остается на стенках трубы, очистных устройствах, лотках для заправки очистных устройств и тд. Состав нефти обычно определяется количественным содержанием углеводородов, которые делятся на парафины, циклопарафины, ароматические и нафтеноароматические углеводороды, которые негативно влияют на атмосферу.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- использование экологически безопасных источников энергии;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

- использование безотходной технологии производства;
- борьба с выхлопными газами автомобилей [30].

Анализ воздействия объекта на гидросферу

При мероприятиях связанных с запасовкой и извлечением очистных устройств применяется различные машины и механизмы. Масла, различные виды топлива, смазочно-охлаждающие жидкости, отработанные техникой, а также нефтешлам который присутствует на очистном устройстве и в камере приема при извлечении очистного устройства, после очистки трубопровода, должны утилизироваться в специально предназначенные для этого места. Сброс отходов в водные источники запрещается. Для обеспечения безопасности водных источников необходимо проводить следующие мероприятия: все отработанные масла, топливо, смазочно-охлаждающие жидкости и нефтешлам должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин, применяемых необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах [31].

Воздействие на литосферу

В процессе очистки внутренней полости трубы воздействие на литосферу характеризуется загрязнением почвы производственными отходами.

При мероприятиях по очистке образуются следующие виды отходов:

- шлам от зачистки внутренней полости трубопровода очистными устройствами;
- отработанные машинами и механизмами топливо, масла, смазочно-охлаждающие жидкости;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

Для снижения негативных экологических последствий, возникающих в процессе по очистке трубопровода, которые влияют на почвенно-растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия[32]:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при очистных работах трубопровода;
- сбор кварцевого песка (отработанного);

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам [33].

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация; ЧС: Обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

ЧС делятся по следующим признакам: природного характера, биолого-социального характера, экологического характера, техногенного характера.

На площадке камер пуска-приема очистных устройств могут возникнуть следующие ЧС, техногенного характера:

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти;
- Трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти[34].

Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

При разгерметизации затвора КПП СОД:

- производится закрытие задвижек диспетчером;
 - производится обтяжка вручную задвижек, штурвалы задвижек снимаются;
- дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются плакаты «Не включать-работают люди!»;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
 - производятся замеры загазованности места производства работ (ПДК– 300 $\frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$)
 - при положительных результатах замеров загазованности
 - производятся газоопасные работы;
 - производится вскрытие затвора КПП СОД;
 - производится замена уплотнения затвора;
 - производится закрытие затвора КПП СОД;
 - на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность затвора КПП СОД.

При трещине в сварном шве КПП СОД:

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка вручную задвижек, штурвалы с задвижек снимаются;
- при положительных результатах замеров загазованности производятся огневые работы по ремонту дефекта;

после проведения огневых работ производится дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) сварного шва с составлением акта ДДК;

- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность отремонтированного сварного шва КПП СОД [35].

Разливы нефти на площади от нескольких квадратных метро до сотен и тысяч квадратных метров забрасываются (покрываются) гранулированным нефтесорбентом вручную или с помощью специальных устройств (мониторов).

Собранный нефтешлам загружается в самосвалы и вывозится на стационарные или временно развернутые пункты утилизации [36].

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нормальная продолжительность рабочего времени работников организаций не может превышать 40 часов в неделю.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени (в том числе и при вахтовом методе работ) должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени не превышает нормального числа рабочих часов за учетный период.

В каждом рабочем году работник имеет право на ежегодный основной оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

К работе по очистке полости трубопровода допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие: медицинское освидетельствование при приеме или периодический медицинский осмотр в соответствии с приказом Министерства здравоохранения; обучение по специальности в учебно-курсовом комбинате; вводный инструктаж по охране труда; специальное обучение по охране труда и проверку знаний постоянно-действующей комиссией в установленном на предприятии порядке; инструктаж на рабочем месте.

7.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Запуск и прием очистного устройства, слив и утилизация (или сжигание) вытесненных из трубопровода загрязнений являются газоопасными работами и выполняются в строгом соответствии с требованиями "Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ" и настоящих Правил (раздел 4, 12).

Меры безопасности при проведении этих работ должны быть изложены в инструкциях по очистке полости участков магистрального трубопровода, инструкциях по технике безопасности, должностных инструкциях, разработанных согласно требованиям соответствующих разделов нормативных документов, "Единой системой управления охраной труда в газовой промышленности" (ЕСУОТ ГП).

					Социальная ответственность	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работы по подготовке, а также по собственно запуску и приему ОУ должны выполняться под руководством ответственных лиц. Ответственными за подготовку и проведение этих работ назначаются инженерно-технические работники линейно-эксплуатационной службы.

Ответственные за подготовительные работы и работы по запуску и приему ОУ несут ответственность за выполнение в полном объеме мер безопасности, предусмотренных в "Инструкции по очистке полости участка магистрального трубопровода". [37]

					Социальная ответственность	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вывод:

В данном разделе ВКР были продемонстрированы умения анализировать характер действия, разработанных в работе решений с точки зрения социальной ответственности за моральные, общественные, экономические, экологические возможные негативные последствия и ущерб здоровью человека в результате их разработки, производства и внедрения.

Были проанализированы объекты исследования на предмет выявления основных техносферных опасностей и вредностей, оценена степень воздействия их на человека, общество и природную среду.

Заключение:

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены виды отложений, которые накапливаются на внутренней стенке магистрального нефтепровода и закономерности их образования. Были рассмотрены очистные устройства, которые в основном применяются при очистке нефтепровода. Так же были рассмотрены основные технологические мероприятия по очистке магистрального нефтепровода, а так же последовательность операций, выполняемых при очистке. Проведен расчет эффективного диаметра нефтепровода 1220мм, а так же расчет удельных энергозатрат.

Для отдельного участка магистрального нефтепровода, на котором проводится очистка, было предложено внесение изменений в периодичность его очистки. Также была рассмотрена периодичность очистки выбранного участка нефтепровода, проблем по которой выявить не удалось.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Сүдженск							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	Стрыгин Д.В.				Заключение			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Никульчиков В.К.									123	126	
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А				
Рук-ль ООП	Брусник О.В.											

Список литературы:

1. Вязунов Е.В., Голосовкер В.И.. Парафинизация магистрального нефтепровода и эффективность его очистки шаровыми разделителями // Нефтяное хозяйство. № 3. 1975. С. 42-44.
2. ОАО ЦТЦ “Диаскан”. Очистные устройства.
3. ГОСТ 118-51-85 Нефть. Метод определения парафина.
4. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
- 5.ОР-75.200.00-КТН-508-06 Регламент по организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов.
- 6.ОР-75.180.00-КТН-194-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок очистки трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ.
- 7.ОР-75.180.00-КТН-258-09 «Регламент выполнения технического обслуживания, среднего и капитального ремонта очистных устройств, применяемых на МН ОАО «АК «Транснефть»
- 8.РД-16.01-60.30.00-КТН-001-1-05 Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов/
- 9.ОР-19.100.00-КТН-384-07 «Регламент внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов».
- 10.ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафина.
- 11.ГОСТ 25371-97 Нефтепродукты. Расчет индекса вязкости по кинематической вязкости.
- 12.РД-16.01-60.30.00-КТН-001-1-05 Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов.
- 13.РД-39-0147103-329-86 Методика определения реологических параметров высоkozастывающих нефтей.
- 14.ОР-19.100.00-КТН-384-07 Регламент внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов.
- 15.ОР-75.200.00-КТН-508-06 Регламент по организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов.

					Технология проведения очистки нефтепровода Александровское – Анжеро - Свдженск			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Стрыгин Д.В.			Список литературы		Лит.	Лист
Руковод.		Никольчиков В.К.						Листов
Консульт.								124
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						126
					ТПУ гр. 2Б5А			

16.ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

17.ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения.

18.ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

19.ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

20.ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

21.ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

22.МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

23.МР 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года.

24.Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

25.Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

26.ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

27.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

28.СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.

29.ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

30.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

					Список литературы	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

31.ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

32.ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

33.Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации: Постановление Правительства РФ от 15.04.02 № 240.

34.Правила по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2016. – 72 с.

35.ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения.

36.ГОСТ 12.1.055-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

37.ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

					Список литературы	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		